



Trabajo Fin de Grado

Potenciación de una línea de 132 kV mediante
nuevos conductores HTLS

Upgrading of an overhead 132 kV transmission
line using new HTLS conductors.

Autor

Arce Argudo Panadero

Director

Antonio Usón Sardaña

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

2020-2021

Agradecimientos:

A quienes te echan un cable.

Zaragoza, junio de 2021.

Potenciación de una línea de 132kV mediante nuevos conductores HTLS

Resumen.

Este trabajo es un estudio sobre la potenciación de una línea eléctrica de alta tensión mediante el aumento de la corriente máxima admisible con el fin de aumentar su capacidad de transporte. Este incremento en la intensidad de corriente se consigue sustituyendo los cables de aluminio reforzado con acero tradicionales con los que contaba la línea original por conductores de alta temperatura y baja flecha (HTLS).

Se parte de la línea de primera categoría de 132 kV proyectada en el Trabajo Final de Grado de Alejandro Romero Pau del año 2013 [\[1\]](#) y se analizan las distintas posibilidades, así como los cambios y afecciones que se requieren.

El trabajo consta de un documento principal (una memoria) en el que se exponen los resultados y conclusiones, y dos anexos en los que se presentan los cálculos y estudios pertinentes.

La memoria comienza presentando los distintos métodos con los que se puede potenciar una línea para a continuación presentar la tecnología de cables HTLS así como los tipos que hay. Seguidamente, se exponen las características de la línea para continuar dando a conocer cómo se realizarán los cálculos eléctricos y mecánicos, analizando los resultados de estos. Posteriormente, se realizan cálculos numéricos de campos electromagnéticos y flujo de calor mediante el programa informático de Método de Elementos Finitos en dos dimensiones FEMM. Y finalmente, se muestran las conclusiones generales del trabajo.

El Anexo I trata sobre los cálculos eléctricos y mecánicos. Mientras que el Anexo II se dedica exclusivamente al desarrollo de los modelos de FEMM.

Abstract

This work is a study on the upgrading of a high voltage power line by increasing the maximum allowable current to increase its transport capacity. This increase in current is achieved by replacing the traditional steel reinforced cables of the original line with HTLS conductors.

It builds from the first category 132 kV line projected in Alejandro Romero Pau's Final Degree Project of 2013 [\[1\]](#). Then, the different possibilities are analysed along with the changes and conditions that would be required.

The work consists of a main document (a memory) in which the results and conclusions are presented, and two annexes in which relevant calculations and studies are presented.

Firstly, the different methods with which a line can be enhanced are listed and then, the HTLS cable technology is explained along with its different types and variants. Next, the characteristics of the line in question are exposed to continue showing how the electrical and mechanical calculations will be carried out, analysing the results of these. Subsequently, the results generated by the FEMM computer program are shown and discussed. The work concludes with the general conclusions obtained from the analysis.

Finally, the annexes deal with the electrical and mechanical calculations in the first instance, while the second is exclusively dedicated to the development of FEMM models.

Índice.

1. Introducción.....	8
2. Objetivo.....	10
3. Tipos de cables HTLS.....	11
4. Elección de cable.	14
5. Características de la instalación.....	16
6. Cálculo eléctrico.	18
6.1. Fórmulas a usar.....	18
6.2. Comprobación cálculos eléctricos línea original.....	24
6.3. Cálculos eléctricos con nuevo cable HTLS.....	25
6.4. Comprobación aisladores.	27
7. Cálculo mecánico.....	28
7.1. Fórmulas a usar.....	29
7.2. Comprobaciones mecánicas línea original.	32
7.3. Cálculo mecánica con nuevo cable HTLS.	34
8. Cálculo de apoyos.....	36
8.1. Fórmulas a usar.....	37
8.2. Distancias de seguridad.....	39
8.3. Justificación apoyo.	41
9. Análisis de resultados de modelos de FEMM.	47
9.1. Modelo campo eléctrico.....	48
9.2. Modelo campo magnético.	52
9.3. Modelo térmico.....	54
10. Conclusiones.	56
11. Bibliografía.	58
Anexo I: Cálculos justificativos.....	60
Anexo II: Modelos con FEMM.	118

1. Introducción.

En los últimos años se está experimentando un fuerte aumento de la demanda de energía eléctrica a nivel mundial, a razón de 4% de incremento anual [2]. Este incremento se debe a multitud de factores, desde el mayor acceso a esta forma de energía y el incremento de industrias en países en vías de desarrollo hasta la cada vez mayor presencia del vehículo eléctrico en los países más desarrollados, pasando por causas tan diversas como la generalización del uso del aire acondicionado o el minado de criptomonedas [3]. Además, este aumento de la demanda coincide con el auge de las energías renovables. Nuevas formas de generación que en contraposición a las grandes centrales generadoras tradicionales de carbón que vienen a sustituir, se caracterizan por su naturaleza intermitente y descentralizada.

Todo ello obliga tanto a aumentar la flexibilidad de la red como a aumentar la capacidad de transporte de energía eléctrica para no saturar las líneas existentes. Y es que la tasa de aumento de potencia generadora instalada es muy superior a la tasa de aumento de capacidad de transporte [4].

La solución aparentemente más simple sería aumentar la capacidad construyendo nuevas líneas eléctricas aéreas. No obstante esta solución afronta a menudo importantes problemas principalmente relacionados con los derechos de paso. Y es que en áreas densamente urbanizadas o con protecciones medioambientales es en muchos casos casi imposible conseguirlos debido a la superficie que estos proyectos necesitan y a las afecciones negativas que provocan sobre la avifauna. A esto hay que añadirle el impacto paisajístico y el contestado rechazo de buena parte de la sociedad a que se lleven a cabo este tipo de proyectos.

Por ello se hace muy atractiva las opciones de aprovechar las concesiones de paso ya concedidas en los trazados de las líneas existentes para modificar estas y que sean capaces de transportar mayores potencias, es decir potenciar la línea. Además, esta alternativa puede permitir un importante ahorro en costes al aprovechar parte de la instalación y tiempos ya que se ahorran muchos trámites burocráticos al considerarse este tipo de actuaciones como meras operaciones de mantenimiento [5]

Dentro de la potenciación existen varias opciones:

a) Conversión a una línea HVDC (Corriente Continua de Alta Tensión o High Voltage Direct Current en inglés).

Es la opción más compleja y avanzada. Consiste en transformar la línea aérea de corriente alterna a una línea aérea de corriente continua. Esto requiere de un cambio muy profundo en la línea y en ese tramo de la red, al requerirse del uso de electrónica de potencia. Siendo necesarios rectificadores CA-CC e inversores CC-CA en los extremos e interconexiones de la línea con el resto de la red que funciona en alterna. [9] Además

requiere un cambio total en los aisladores, seccionadores, equipos de medida etc. Por ello es la posibilidad más cara a la vez de la más arriesgada por la poca experiencia que se tienen con este tipo de líneas y en este tipo de potenciaciones. No obstante permitiría un aumento enorme en la capacidad de transporte de la línea con la misma sección, al necesitar de dos cables en lugar de tres y al no sufrir efecto pelicular, aprovechando por tanto al máximo toda la sección. La eficiencia también se ve muy mejorada, entre otros motivos porque al ser corriente continua toda la potencia transportada es potencia activa.

b) Aumentar la tensión

La potencia eléctrica en una red trifásica sigue la siguiente fórmula:

$$P = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot I_L \cdot \cos \varphi \quad (1.1)$$

Por tanto una forma de aumentar la potencia transportada sin aumentar la corriente transportada y en consecuencia las pérdidas por efecto Joule es el aumento de la tensión.

Es posiblemente la manera de potenciar más utilizada y en la que más experiencia se tiene. No se requiere de grandes cambios en la línea, más allá de los aisladores, aparamentas de corte, medición y seguridad. Pero conservando el cable y apoyos. La principal precaución a tener en cuenta es no exceder el límite de caída de tensión.

c) Aumentar la corriente

Observando la fórmula (1.1), podemos ver que otra forma de aumentar la potencia de una línea es incrementar la intensidad de corriente eléctrica. El principal factor limitante al aumentar la corriente por un conductor es el incremento de temperatura causado por efecto Joule. El RLAT establece unos valores límite de temperatura para conductores convencionales. Estos valores se sitúan en 85°C para carga normal y 100°C para corta duración (emergencia). De superar estos valores la línea se podría ver perjudicada perdiendo los cables propiedades mecánicas bajo el fenómeno de recocido, perdiendo dureza y aumentando su ductilidad, y acortando su vida útil [6]. Además, la dilatación térmica del cable, unida a la fluencia del mismo con el paso del tiempo, puede provocar que se termine por incumplir las distancias reglamentarias. [7 y 10] Por tanto, se hace necesario realizar un cambio de cable para aumentar la corriente de la línea por encima de sus valores nominales.

Los cables normalmente utilizados en las líneas de alta tensión son los de tipo ACSR (Conductor de Aluminio Reforzado con Acero o Aluminium Conductor Steel Reinforced en inglés). Sustituir el cable existente por otro cable de la misma familia de mayor sección trae como consecuencia un aumento de peso. Además hay que aplicar más tracción mecánica a los cables para que no aumente la flecha de la catenaria y se cumplan las distancias reglamentarias. Esto incrementa la carga que los cables ejercen sobre los apoyos, pudiendo ser necesario un refuerzo o sustitución de los mismos.

Otra opción es usar cables HTLS (Alta Temperatura y Flecha Corta o High Temperature and Low Sag en inglés). Estos cables se caracterizan por poder operar a temperaturas de hasta 250°C sin ver mermadas sus propiedades mecánicas y por tener un menor hundimiento. Esto permite que un cable de sección y peso igual o inferior al de un conductor habitual, pueda transportar más corriente. Haciendo posible un incremento en la potencia transportable sin necesidad de modificar los apoyos. Además estos cables son más eficientes, teniendo menos pérdidas de potencia una línea con este tipo de cable que una línea con un cable con parámetros físicos similares ante el mismo paso de corriente. [6] No obstante, las líneas con este tipo de conductores son menos eficientes conforme aumenta su temperatura de operación, ya que esta alta temperatura de operación origina un importante incremento en la resistividad del conductor provocando mayores pérdidas por efecto Joule. Este fenómeno se retroalimenta, pues a más temperatura más resistiva es la línea y más pérdidas por efecto Joule se producen. [8 y 10]

2. Objetivo.

Como ya se ha comentado, se parte de una línea de primera categoría de 132kV proyectada en el Trabajo Final de Grado de Alejandro Romero Pau. Se trata de una línea proyectada para la evacuación de energía eólica de 7,5 km de longitud y una capacidad de transporte de 120 MW. [1].

El objetivo de este proyecto es dotar a dicha línea de una mayor capacidad de transporte sin tener que aumentar la servidumbre de paso ni acometer modificaciones de importancia sobre los apoyos preexistentes. Además se mantendrá el mismo nivel de tensión y se conservará el cable de tierra ya instalado. Se procederá sustituyendo el cable convencional actual por un cable de mayores prestaciones, estudiando las distintas opciones posibles, y

calculando según el reglamento de líneas de alta tensión (RLAT) [11]. Además se observará las consecuencias de los cambios realizados.

3. Tipos de cables HTLS.

Dentro de la familia de cables HTLS encontramos un amplio abanico de tipos de cables. En este apartado se analizan las principales clases que hay, comentando sus principales características así como sus ventajas e inconvenientes, con el fin de seleccionar el tipo de cable a poner en la potenciación de la línea.

a) TACSR (Conductores de Aluminio Resistentes Térmicamente Reforzados con Acero, o Thermal Resistant Aluminum Alloy Conductors Steel Reinforced en inglés).

Es un tipo de conductor que está a medio camino entre uno convencional y un HTLS. Teniendo una flecha muy similar a los conductores ACSR pero con la peculiaridad de poder operar a unos 200°C [14]. Consiste en un núcleo de cables acero rodeado de cables de aluminio trefilados resistentes al calor (TAL). Se denominan (Z) TACSR si el aluminio está aleado con zirconio, lo cual lo hace más termorresistente. Otra configuración de este tipo de cables es con la capa interna más próxima al alma compuesta de conductores trapezoidales, conformando un anillo con un hueco entre el aluminio y el alma de acero. Este hueco (GAP) se rellena de grasa y por él se desplaza el alma, siendo esta la única que soporta las tensiones. A esta configuración se le denomina G(Z)TACSR. [14]

Su gran ventaja es que es muy económico a la par que permite elevar considerablemente la corriente máxima. Convirtiendo este conductor en el apto si no se requiere reducir la flecha o si los vanos no son muy largos.

Tiene una forma similar de instalación a la de los conductores convencionales. No obstante, en las configuraciones GAP el método de instalación es considerablemente más complicado. [15]

b) TACIR (Conductor de Aluminio Termoresistente Reforzado con Acero o Thermal Resistant Aluminum Conductor Steel Reinforced en inglés).

Tiene una estructura similar a los ACSR, pero el núcleo está constituido por cables de invar en lugar de acero. Es decir, de acero con un 36-38% de Níquel. Esto le confiere un coeficiente de dilatación 4 veces menor que el acero, reduciendo mucho la flecha a pesar de recaer la tracción

exclusivamente sobre el núcleo. Los alambres conductores son de aluminio de alta resistencia térmica, (TAL) al igual que en los TACSR, pudiendo por tanto operar a 150°C. Pero si el aluminio conductor se refuerza con zirconio, esta temperatura límite de trabajo continuo se eleva a 210°C, llegando en situaciones de emergencia a los 240°C [15]

Como inconveniente tiene que el invar es más débil que el acero, siendo necesario que el núcleo ocupe mayor sección, aumentando así las pérdidas ante secciones iguales. Y limitando su uso a zonas con bajas sobrecargas de hielo. [15]

c) ACSS (Conductor de Aluminio Soportado por Acero o Aluminum Conductor Steel Supported en inglés).

Es el tipo de HTLS con tecnología más madura, ya que su patente data de 1974, siendo originalmente usada, por sus cualidades mecánicas más que por sus cualidades térmicas, para tramos extremadamente largos como vaguadas de grandes ríos o cañones. [12] Estructuralmente es muy similar a un cable tradicional tipo ACSR, es decir contiene al menos dos capas de cable, la capa o capas que conforman el núcleo es de acero, y la capa o capas exteriores de aluminio. No obstante, en este tipo de cable, el aluminio es “blando” al estar recocido y casi toda la tracción la soporta el núcleo de acero en una proporción mayor que en un ACSR. Este aluminio pierde resistividad con el recocido, aumentando su conductividad significativamente. Si el aluminio utilizado en los cables ACSR tiene una conductividad del 61,2% respecto al cobre, este aluminio blando tiene un 63% [13].

Su límite de funcionamiento se sitúa en 260°C para situaciones excepcionales y en 200°C para situaciones normales. [14]

Su gran ventaja es su bajo coste en comparación con otros cables HTLS y la experiencia que ya se tiene. [12] Se instala de la misma manera que los conductores convencionales. Y además tiene cierta capacidad de auto-amortiguación. [15]

Dentro de las desventajas se encuentra una tensión máxima de rotura apreciablemente menor que otros conductores [15] y que dentro de la familia HTLS es la clase de conductor en la que más flecha aparece.

d) ACCR (conductor de Aluminio Reforzado con Compuesto o Aluminum Conductor Composite Reinforced en inglés).

Consiste en un núcleo de fibras de óxido de aluminio recubierto de alambres de una aleación de aluminio y zirconio resistente a la alta

temperatura. La adición de zirconio permite que el aluminio pueda tener un tratamiento térmico que le haga mejor conductor pero sin perder sus propiedades mecánicas, haciendo por tanto que no sea el núcleo el que soporte toda la tracción, provocando de este modo, junto con su mayor ligereza, menos flecha. El material compuesto del núcleo tiene una resistencia equivalente a la del acero, pero con un coeficiente de dilatación mucho menor. [17]

Su límite de funcionamiento se sitúa en 240°C para situaciones excepcionales y en 200°C para situaciones normales [14], Teniendo la capacidad de transportar hasta 3 veces la corriente de un conductor convencional. [16]

Tiene la gran desventaja de su alto precio y de ser una tecnología nueva de la que se desconoce su comportamiento a largo plazo. Además dada la fragilidad de las fibras del alma, el método de instalación es ligeramente diferente a los conductores ACSR, llevando su instalación en torno a un 10% más de tiempo. [15]

e) ACCC (Conductor de Aluminio con Núcleo Compuesto o Aluminum Conductor Composite Core en inglés).

Se trata de un núcleo de fibra de carbono protegido por una capa de fibra de vidrio en una matriz de resina y rodeado de al menos una capa de hebras trapezoidales de aluminio. Estas hebras trapezoidales permiten que haya un hueco (GAP en inglés) por donde se desplaza el núcleo. Al tener la fibra de carbono más del doble de resistencia mecánica que el acero, el núcleo es significativamente más pequeño, permitiendo dedicar ese espacio y peso al aluminio, incrementando su volumen en un 28% más de aluminio. [15]

Su flecha es extraordinariamente pequeña, permitiendo vanos significativamente más largos y sin problemas de amortiguamiento. Además no tiene ningún tipo de problemas de corrosión a lo largo del tiempo.

Su límite de funcionamiento se sitúa en 200°C para situaciones excepcionales y en 180°C para situaciones normales. [15]

Al igual que los ACCR, un gran inconveniente es la poca experiencia que se tiene con ellos y que su método de instalación varía levemente con respecto a los ACSR.

De todos los conductores antes comentados existen multitud de especificaciones que varían en función del modelo concreto del cable. Sin duda

la más destacada es si los cables conductores son circulares o trapezoidales (TW); estos últimos permiten que en el mismo diámetro haya más sección conductora, pero son algo más caros y evacuan algo peor el calor.

4. Elección de cable.

En este estudio, el aumento de potencia transportable por la línea depende fundamentalmente del tipo de cable elegido. Como ya se ha expuesto en el apartado anterior, existen distintas tecnologías de cables HTLS con características y densidades de corriente muy diferentes.

El objetivo deseado es poder ampliar lo máximo posible la potencia transportable, pero sin tener que hacer modificaciones en los apoyos. Por tanto, a priori el nuevo cable ha de tener unas dimensiones similares al cable original y un peso igual o inferior. Esto es en torno a 280 mm² de sección y un peso de no más de 1 kg/m. Al tratarse el nuevo cable de un conductor HTLS con estas características similares la corriente máxima se verá aumentada y la flecha de la catenaria reducida.

El número de empresas que a día de hoy comercializan cables HTLS es bastante limitado. Además, muchas de esas empresas no incluyen dichos cables en sus catálogos convencionales, siendo algo más difícil conocer en detalle los modelos y características concretas. Este condicionante restringió considerablemente los conductores que estaban al alcance para realizar este trabajo.

Entre las tecnologías mencionadas en el apartado de tipos de cables, estaban disponibles para la realización de este trabajo las siguientes:

ACCC comercializado por la empresa CTC

ACSS comercializado por varias empresas

ACCR comercializado por la empresa 3M

A primera vista los conductores ACCC tenían las mejores propiedades eléctricas y mecánicas, pero contaban con el gran inconveniente de tener un método de instalación relativamente complicado al consistir en dos capas de hebras independientes y separadas por una lámina de aire, un precio muy elevado, y muy poca experiencia de instalación y funcionamiento. Además, sus propiedades mecánicas tan extraordinarias eran inútiles en este proyecto, al estar los apoyos ya instalados y estando los vanos ya definidos, por lo que no se le iba a sacar provecho a la bajísima flecha que genera este tipo de cable que lo

hace ideal para hacer cruzamientos con grandes vaguadas como ríos anchos o cañones.

Los ACSS son los conductores más baratos y con los que más experiencia se cuenta, pero destacaba más por sus propiedades mecánicas que por sus propiedades eléctricas, siendo estas últimas las más buscadas para este proyecto.

Finalmente se decidió por instalar conductores ACCR (Conductor de Aluminio Reforzado con Compuesto Metálico), ya que tenía unas excelentes propiedades tanto mecánicas como eléctricas y a un precio inferior a los ACCC aunque muy superior a un ACSR utilizado normalmente. Además, 3M daba la posibilidad de acceder a sus catálogos muy fácilmente y a las propiedades de los cables en detalle.

El cable original de la línea consistía en un 242-AL1/39-ST1A (LA-280 HAWK) compuesto por 26 hebras de aluminio y un núcleo de 7 hebras de acero componiendo un cable de $281,1 \text{ mm}^2$ de sección y 21,8 mm de diámetro. El peso propio del cable eran 0,997 kg/m. Por otra parte el módulo de elasticidad era de 77GPa. En los catálogos se buscaría por lo tanto un cable de aproximadamente las mismas dimensiones y con un peso igual o inferior, además de con unas propiedades mecánicas superiores.

En el catálogo se encuentra la siguiente tabla [18], de la que se pudo seleccionar rápidamente que el cable que cumplía estos requisitos era el 477-T10 de 21,8mm de diámetro, 281 mm^2 de sección, peso propio de 0,802 kg/m y 78 GPa. Además este cable presenta un coeficiente de dilatación de $16,5 \cdot 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ frente a los $18,9 \cdot 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ del cable original. Características superiores, ya esperadas tratándose de un cable HTLS.

Conductor Physical Properties													
Designation		336-T16	397-T16	477-T16	556-T16	636-T16	795-T16	954-T13	1033-T13	1113-T13	1272-T13	1351-T13	1590-T13
Stranding		26/7	26/7	26/7	26/7	26/19	26/19	54/19	54/19	54/19	54/19	54/19	54/19
Diameter													
indiv Core	mm	2.2	2.4	2.7	2.9	1.9	2.1	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.6
indiv Al	mm	2.9	3.1	3.4	3.7	4.0	4.4	3.4	3.5	3.6	3.9	4.0	4.4
Core	mm	6.7	7.3	8.0	8.7	9.3	10.4	10.1	10.5	10.9	11.7	12.1	13.1
Total Diameter	mm	18.3	19.9	21.8	23.5	25.2	28.1	30.4	31.6	32.8	35.1	36.2	39.2
Area													
Al	mm ²	170	201	241	282	322	403	483	523	564	645	685	806
Total Area	mm ²	198	234	281	328	374	467	545	590	635	726	771	908
Weight	kg/m	0.566	0.669	0.802	0.937	1.067	1.333	1.553	1.682	1.812	2.071	2.200	2.589
Breaking Load													
Core	kN	36.5	43.1	51.7	60.4	66.0	82.5	78.8	85.3	91.9	105.1	111.6	131.3
Aluminum	kN	25.7	29.8	34.9	40.7	45.6	55.9	66.9	72.4	78.1	89.2	94.7	111.5
Complete Cable	kN	62.2	72.9	86.6	101.2	111.6	138.5	145.7	157.8	170.0	194.3	206.4	242.9
Modulus													
Core	GPa	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216
Aluminum	GPa	55	55	55	55	55	51	55	55	55	55	55	55
Complete Cable	GPa	78	78	78	78	77	74	73	73	73	73	73	73
Thermal Elongation													
Core	10 ⁻⁶ /°C	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
Aluminum	10 ⁻⁶ /°C	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0
Complete Cable	10 ⁻⁶ /°C	16.5	16.5	16.5	16.5	16.6	16.3	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5
Heat Capacity													
Core	W-sec/m-°C	31	30	44	51	57	71	68	74	79	91	90	113
Aluminum	W-sec/m-°C	449	530	636	743	849	1,062	1,280	1,386	1,494	1,707	1,813	2,134
Conductor Electrical Properties													
Resistance													
DC @ 20°C	ohms/km	0.1614	0.1366	0.1138	0.0975	0.0854	0.0683	0.0580	0.0535	0.0497	0.0435	0.0409	0.0348
AC @ 25°C	ohms/km	0.1652	0.1398	0.1165	0.0998	0.0875	0.0700	0.0594	0.0548	0.0500	0.0445	0.0410	0.0356
AC @ 50°C	ohms/km	0.1816	0.1536	0.1281	0.1097	0.0961	0.0769	0.0652	0.0603	0.0559	0.0489	0.0461	0.0391
AC @ 75°C	ohms/km	0.1979	0.1675	0.1396	0.1195	0.1048	0.0838	0.0711	0.0657	0.0610	0.0533	0.0502	0.0427
Geometric Mean Radius	cm	0.7424	0.807	0.884	0.9552	1.021	1.1416	1.2302	1.2801	1.3288	1.4205	1.464	1.5882
Reactance													
ft Spacing, 60hz	(1)												
Inductive X _a	ohms/km	0.2817	0.2754	0.2685	0.2626	0.2576	0.2491	0.2434	0.2404	0.2376	0.2325	0.2302	0.2241
Capacitive X _a	ohms/km	0.065	0.0635	0.0618	0.0603	0.0591	0.057	0.0556	0.0549	0.0542	0.0529	0.0524	0.0509

Tabla 1: Catálogo 3M de cables ACCR. [16]

El nuevo cable opera en régimen nominal a 200 °C, pudiendo llegar a operar a una temperatura de 240 °C en situaciones excepcionales. Esto obliga a cambiar los herrajes que amarran los cables conductores ya que no están diseñados para operar a temperaturas tan elevadas. En cambio, los aisladores al no estar en contacto directo con los conductores, no sufren de exceso de temperatura ante el nuevo estado de la línea. [19]

5. Características de la instalación.

En esta parte del documento se exponen los datos necesarios para llevar a cabo los cálculos del proyecto. Dichos datos han sido extraídos del proyecto original que se pretende modificar [1].

5.1. Características generales de la línea.

Sistema: Corriente alterna trifásica

Frecuencia: 50 Hz

Tensión nominal: 132 kV

Tensión más elevada: 145 kV
Número de circuitos: 1
Número de conductores por fase: 1 (Simplex)
Disposición de los cables: tresbolillo
Longitud de la línea: 7.560,78 m
Zona: A
Tipo de conductor: LA-280 (HAWK)
Tipo de cable de tierra: OPGW 51E67Z
Tipo de apoyos y material: Apoyos metálicos de celosía. Monobloque: OLMO. Fraccionado 4 patas: ARCE y DRAGO.
Número de apoyos de final/principio de línea: 2
Número de apoyos de suspensión/alineación/ángulo: 17
Número de apoyos de amarre/anclaje: 11

5.2. Constantes calculadas en el proyecto inicial.

Potencia máxima admisible: 119,59 MW
Resistencia eléctrica por km: 0,1194
Reactancia media por km: 0,4957 Ω /km

5.3. Características de los cables conductores.

Denominación: 242-AL1/39-ST1A (LA-280 HAWK)
Composición: 26 de 3,44 mm (Al) + 7 de 2,68 mm (Ac)
Sección total: $S = 281,1 \text{ mm}^2$
Diámetro total: $d = 21,80 \text{ mm}$
Peso del cable: $p = 0,997 \text{ kg/m}$
Módulo de elasticidad: 77 GPa
Coeficiente de dilatación lineal: $18,9 \cdot 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$
Carga de rotura: 84560 N
Resistencia eléctrica a 20°C: 0,1194 Ω /km

5.4. Características cable de tierra.

Denominación: OPGW 51E67Z
Sección total: 80 mm^2
Diámetro total: 15,1 mm
Peso del cable: 0,65 kg/m
Módulo de elasticidad: $1,73 \cdot 10^{12} \text{ Pa}$
Coeficiente de dilatación lineal: $13,9 \cdot 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$

Carga de rotura: 100000 N

5.5. Constantes auxiliares de la línea de 132kV para las ecuaciones de propagación y funcionamiento de la misma a plena carga.

$$\bar{A} = \bar{D} = 0,9997 + 1,34 \cdot 10^{-6}j$$

$$\bar{B} = 0,898 + 3,052j \Omega$$

$$\bar{C} = 0,133311 \cdot 10^9 + 2,984 \cdot 10^5 S$$

5.6. Cadenas de amarre.

Las cadenas de amarre están conformadas por 10 aisladores con las siguientes características:

Denominación: U 100 BS

Material: Vidrio templado.

Paso: 127 mm

Diámetro: 255mm

Línea de fuga: 315 mm

Carga de rotura mínima: 100 kN

Dimensión de acoplamiento: 16 A

Las características eléctricas del conjunto de aisladores, según CEl 383/1993, son las siguientes:

Tensión mantenida a frecuencia industrial en seco: 490 kV

Tensión mantenida a frecuencia industrial bajo lluvia: 345 kV

Tensión mantenida a impulso tipo rayo 1,2/50 micros: 760 kV

Longitud de la línea de fuga: 3150 mm

Línea de fuga específica: 21,72 mm/kV

6. Cálculo eléctrico.

En este apartado se explican y analizan los cálculos eléctricos de comprobación de la línea original con cable ACSR y de la línea con el nuevo cable HTLS. Los cálculos están desarrollados en el Anexo I.

6.1. Fórmulas a usar.

Las fórmulas que se usan en el Anexo 1 complementario son las siguientes:

a) Resistencia eléctrica de la línea:

$$R = R_k \cdot l [\Omega] \quad (6.1)$$

Donde:

R_k : Resistencia por unidad de longitud. [Ω/km]

l : Longitud de la línea. [km]

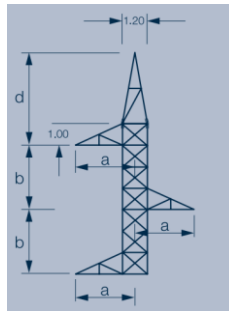
b) Distancia media geométrica entre fases:

En la línea la disposición más repetida es la de en tresbolillo, por tanto:

$$DMG = \sqrt[3]{D_{1-2} \cdot D_{2-3} \cdot D_{3-1}} [\text{m}] \quad (6.2)$$

Siendo D_{X-Y} la distancia entre el cable de la fase X y el cable de la fase Y. [m]

Estas distancias son las propias de los apoyos ARCE F43, ya que son los más comunes en el trazado.



Altura FUSTE	Cotas [m]			
	a	b	c	d
F40	2,40	2,00	-	3,70
F42	2,90	2,00	-	4,30
F43	3,10	2,00	-	4,30
F50	2,40	2,50	-	3,70
F52	2,90	2,50	-	4,30
F53	3,10	2,50	-	4,30
F60	2,40	3,00	-	3,70

Fig. 1: Geometría del armazón ARCE F43. [22]

Tabla 2: Dimensiones del armazón ARCE F43. [22]

c) Radio medio geométrico:

$$RMG = r_{conductor} [\text{m}] \quad (6.3)$$

Siendo:

$r_{conductor}$: Radio del conductor [m]

*Radio medio geométrico corregido necesario para el cálculo de la inductancia:

$$RMG' = r_{conductor} \cdot e^{-1/4} [\text{m}] \quad (6.4)$$

d) Inductancia:

Inductancia por unidad de longitud:

$$L_k = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \ln \frac{DMG}{RMG'} \cdot 1000 [\text{H/km}] \quad (6.5)$$

Inductancia de la línea:

$$L = L_k \cdot l \text{ [H]} \quad (6.6)$$

Donde:

μ_0 : Permeabilidad magnética del vacío. Estimada en $4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$ [Tm/A]

DMG : Distancia media geométrica. [m]

RMG' : Radio medio geométrico corregido. [m]

l : Longitud de la línea [km]

e) Reactancia inductiva:

Por unidad de longitud:

$$X_k = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_k \cdot 1000 \text{ [}\Omega\text{/km]} \quad (6.7)$$

De la línea:

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \text{ [}\Omega\text{]} \quad (6.8)$$

Donde:

f : Frecuencia de la red. 50Hz.

L_k : Reactancia por unidad de longitud. [H/km]

L : Inductancia de la línea. [H]

f) Capacitancia:

Capacitancia por unidad de longitud:

$$C_k = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0}{\ln\left(\frac{DMG}{RMG}\right)} \cdot 1000 \text{ [F/km]} \quad (6.9)$$

Capacitancia de la línea:

$$C = C_k \cdot l \text{ [F]} \quad (6.10)$$

Donde:

ϵ_0 : Constante dieléctrica del vacío.

Estimada en $8,85 \cdot 10^{-12}$ [C² / (N·m²)]

DMG : Distancia media geométrica. [m]

RMG : Radio medio geométrico. [m]

l : Longitud de la línea [km]

g) Susceptancia:

Por unidad de longitud:

$$B_k = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_k \text{ [S/km]} \quad (6.11)$$

De la línea:

$$B = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \text{ [S]} \quad (6.12)$$

Donde:

f : Frecuencia de la red. 50Hz

C_k : Capacitancia por unidad de longitud. [F/km]

C : Capacitancia de la línea. [H]

h) Perditancia:

$$G_k = G_{k_aisladores} + G_{k_efecto_corona} \text{ [S]} \quad (6.13)$$

Dado que la línea es de menos de 220 kV y es muy corta, no se realizará estudio del efecto corona al ser las pérdidas por efecto corona y en los aisladores prácticamente despreciable. Además en este trabajo se realiza una comprobación del campo eléctrico máximo mediante el programa de cálculo numérico de elementos finitos FEMM 4.1. estudiando el efecto corona.

i) Impedancia de la línea:

$$\bar{Z} = R + X \cdot j \text{ [\Omega]} \quad (6.14)$$

Donde:

R : Resistencia eléctrica de la línea. [Ω]

X : Reactancia inductiva de la línea. [Ω]

j) Admitancia de la línea:

$$\bar{Y} = G + B \cdot j \text{ [S]} \quad (6.14)$$

Donde:

G : Perditancia de la línea. [S]

B : Susceptancia de la línea. [S]

k) Ecuaciones de propagación:

Dado que es una línea de menos de 80km, se considera una línea corta, no obstante no redondearemos \bar{A} y \bar{D} a 1, \bar{C} a 0 ni \bar{B} a \bar{Z} tal y como se hizo en el proyecto original y para dar mayor fiabilidad a los cálculos.

$$\bar{U}_1 = \bar{A} \cdot \bar{U}_2 + \bar{B} \cdot \bar{I}_2 \text{ [V]} \quad (6.15)$$

$$\bar{I}_1 = \bar{C} \cdot \bar{U}_2 + \bar{D} \cdot \bar{I}_2 \text{ [A]} \quad (6.16)$$

Donde:

\bar{U}_1 : Tensión al inicio de la línea. [V]

\bar{U}_2 : Tensión al final de la línea. [V]

\bar{I}_1 : Corriente al inicio de la línea. [A]

\bar{I}_2 : Corriente al final de la línea. [A]

\bar{A} , \bar{B} , \bar{C} y \bar{D} : Son los parámetros del cuadripolo de la línea. Se calculan de la siguiente manera:

$$\bar{A} = \bar{D} = 1 + \frac{\bar{Z} \cdot \bar{Y}}{2} \quad (6.17)$$

$$\bar{B} = \bar{Z} \cdot \left(1 + \frac{\bar{Z} \cdot \bar{Y}}{6}\right) \quad (6.18)$$

$$\bar{C} = \bar{Y} \cdot \left(1 + \frac{\bar{Z} \cdot \bar{Y}}{6}\right) \quad (6.19)$$

Siendo

\bar{Y} y \bar{Z} la admitancia y la impedancia de la línea respectivamente.

l) Caída de tensión:

Situamos como límite un 5%

$$\Delta V\% = \frac{|\bar{U}_1| - |\bar{U}_2|}{|\bar{U}_1|} \cdot 100 \quad (6.20)$$

Donde:

\bar{U}_1 : Tensión al principio de la línea. [V]

\bar{U}_2 : Tensión al final de la línea. [V]

m) Intensidad máxima del cable:

Para conductores convencionales:

$$I_{Max} = S \cdot \theta_r \text{ [A]} \quad (6.21)$$

Donde:

S : Sección total del cable. [mm²]

θ_r : Densidad de corriente máxima permitida. [A/mm²]

Para conductores convencionales:

Lo marca la tabla 11 del apartado 4.2.1 de la ITC-LAT 07 [11]. Marcando un valor en función de la sección del conductor al que se le aplica un factor de corrección en función del número de alambres de acero y aluminio del que esté compuesto.

Para conductores de otra naturaleza:

Lo marca igualmente el apartado 4.2.1 de la ITC-LAT 07 [11]. Se calcula igual que en los convencionales pero multiplicándolo por un factor:

$$\theta_r' = \theta_r \cdot \sqrt{\frac{1,724}{\rho}} \text{ [A/mm}^2\text{]} \quad (6.22)$$

Siendo ρ la resistividad a 20°C del conductor de que se trata en microhmios por centímetro.

n) Potencia a transportar:

$$P = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot I_L \cdot \cos \varphi \text{ [W]} \quad (6.23)$$

Donde:

U_L : Tensión de línea. [V]

I_L : Corriente de línea. [I]

φ : Desfase entre la tensión y la corriente.

$$P = 3 \cdot U_f \cdot I_f \cdot \cos \varphi \text{ [W]} \quad (6.24)$$

Donde:

U_f : Tensión de fase. [V]

I_f : Corriente de fase. [I]

ϕ : Desfase entre la tensión y la corriente.

o) Momento eléctrico:

$$Me = \frac{u \cdot U_n^2}{R_k + X_k \cdot \tan \varphi} \text{ [W/km]} \quad (6.25)$$

Donde:

u : Caída de tensión en la línea. Pudiendo tomar un valor máximo del 9,85% pero siendo habitual usar el valor de 5%.

U_n : Tensión de la línea. [V]

R_k : Resistencia por unidad de longitud. [Ω /m]

X_k : Reactancia inductiva por unidad de longitud. [Ω /m]

p) Longitud máxima hasta donde se puede transportar potencia por criterio térmico:

$$l_{\text{térmica}} = \frac{Me}{P_{\text{Máx}}} \text{ [km]} \quad (6.26)$$

Donde:

Me : Momento eléctrico. [W/km]

$P_{M\acute{a}x}$: Potencia máxima de la línea, calculada considerando la I por fase la máxima admisible. [W]

q) Rendimiento de la línea:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 \quad (6.27)$$

Donde:

P_2 : Potencia al final de la línea. [W]

P_1 : Potencia al inicio de la línea. [W]

6.2. Comprobación cálculos eléctricos línea original.

A partir de los datos de la línea y el cable aportados en el proyecto original, se comprueban los parámetros eléctricos calculados en el proyecto y se calcula la potencia máxima transportable para distintos factores de potencia.

$\cos \varphi$	1	0,95	0,9	0,85	0,8
$P_{M\acute{a}x}$ [MW]	132,905	126,26	119,615	112,969	106,632

Tabla 3: Potencia máxima transportable por la línea original con distintos factores de potencia.

Además se comprueba mediante el momento eléctrico que la línea, con 7,56 km, tiene menos longitud que su $l_{t\acute{e}rmica}$. Pudiendo por tanto transportar su potencia máxima hasta el final de la línea sin sobrepasar el límite de caída de tensión.

$\cos \varphi$	1	0,95	0,9	0,85	0,8
$l_{t\acute{e}rmica}$ [km]	54,9	27,28	23,04	20,77	19,27

Tabla 4: Longitud máxima hasta la cual se puede transportar potencia por criterio térmico en la línea original.

El límite de caída de tensión se ha situado en un 5% siendo el habitual usado por las compañías eléctricas, aunque el reglamento permite hasta un máximo de 9,85% al tratarse de una línea de 132kV. [11]

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (U _n) kV	TENSIÓN MAS ELEVADA DE LA RED (U _s) KV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20*	24
25	30
30	36
45	52
66*	72,5
110	123
132*	145
150	170
220*	245
400*	420

Tabla 5: Tensiones nominales y más elevadas de la red. [11]

$$\Delta V\% = \frac{|\bar{U}_1| - |\bar{U}_2|}{|\bar{U}_1|} \cdot 100 = \frac{145000 - 132000}{132000} \cdot 100 = 9,848\%$$

Al calcular las caídas de tensión con diferentes factores de potencia, se constata que no supera el límite impuesto.

cos φ	1	0,95	0,9	0,85	0,8
ΔV%	0,71	1,36	1,59	1,75	1,88

Tabla 6: Caídas de tensión en la línea original con distintos factores de potencia.

Finalmente, se ha calculado el rendimiento de la línea para los factores de potencia ya estudiados. Comprobándose que cuanto menor son estos, peor es el rendimiento.

cos φ	1	0,95	0,9	0,85	0,8
η	99,316	99,26	99,21	99,19	98,97

Tabla 7: Rendimiento de la línea original con distintos valores de factor de potencia.

6.3. Cálculos eléctricos con nuevo cable HTLS.

La manera de proceder es similar al apartado anterior. Solo que ahora se trabaja con los datos del nuevo cable.

La intensidad máxima admisible en régimen nominal es de 1168 A, considerablemente mayor que los 581,31 A que podía transportar la línea original.

Se calcula la potencia máxima transportable para distintos factores de potencia.

$\cos \varphi$	1	0,95	0,9	0,85	0,8
$P_{\text{Máx}} \text{ [MW]}$	267,041	253,688	240,336	226,984	213,633

Tabla 8: Potencia máxima transportable por la nueva línea con distintos factores de potencia.

Seguidamente se comprueba mediante el momento eléctrico que la línea, con 7,56 km, tiene menos longitud que su $l_{\text{térmica}}$. Pudiendo por tanto transportar su potencia máxima hasta el final de la línea sin sobrepasar el límite de caída de tensión.

$\cos \varphi$	1	0,95	0,9	0,85	0,8
$l_{\text{térmica}} \text{ [km]}$	23,37	12,57	10,78	9,81	9,17

Tabla 9: Longitud máxima hasta la cual se puede transportar potencia por criterio térmico en la nueva línea.

Al conservarse el mismo nivel de tensión el límite de caída de tensión se mantiene en 9,85%, pero en este trabajo se limita a un 5%. Las caídas de tensión con diferentes factores de potencia, quedan así:

$\cos \varphi$	1	0,95	0,9	0,85	0,8
$\Delta V\%$	1,69	2,99	3,44	3,75	3,98

Tabla 10: Caídas de tensión en la nueva línea con distintos factores de potencia.

Los rendimientos de la línea transportando la potencia máxima para distintos factores de potencia son los siguientes:

$\cos \varphi$	1	0,95	0,9	0,85	0,8
η	98,41	98,32	98,23	98,12	98,03

Tabla 11: Rendimiento de la nueva línea con distintos valores de factor de potencia.

Comparando las caídas de tensión y los rendimientos de la línea original con la línea potenciada, se observa que la línea es más eficiente en su configuración inicial. Algo que ya se esperaba. Y es que la alta temperatura a la que opera la línea con cables HTLS incrementa las pérdidas por efecto Joule, haciendo que se pierda rendimiento. Además la resistencia eléctrica del aluminio aumenta con la temperatura, por lo

que para la misma longitud, la nueva línea tiene más resistencia y además más corriente, produciendo por tanto también mayor caída de tensión.

No obstante, si la nueva línea trabajara transportando la potencia máxima de la línea original, la caída de tensión sería menor y el rendimiento mayor tal y como refleja la siguiente tabla:

$\cos \varphi$	1	0,95	0,9	0,85	0,8
$\Delta V\%$	0,66	1,34	1,58	1,76	1,89
η	99,36	99,33	99,3	99,25	99,21

Tabla 12: Caídas de tensión y rendimientos en la nueva línea con la potencia máxima de la línea original.

6.4. Comprobación aisladores.

Por último, antes de cerrar el apartado de cálculo eléctrico, se comprueba que los aisladores calculados en el proyecto original son los correctos para una línea de 132 kV.

Para ello es menester conocer el nivel de contaminación del entorno en el que se encuentra la línea.

Nivel de contaminación	Ejemplos de entornos típicos	Línea de fuga específica nominal mínima mm/kV ¹⁾
I Ligero	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas sin industrias y con baja densidad de viviendas equipadas con calefacción. - Zonas con baja densidad de industrias o viviendas, pero sometidas a viento o lluvias frecuentes. - Zonas agrícolas²⁾ - Zonas montañosas - Todas estas zonas están situadas al menos de 10 km a 20 km del mar y no están expuestas a vientos directos desde el mar³⁾ 	16,0
II Medio	<ul style="list-style-type: none"> - Zona con industrias que no producen humo especialmente contaminante y/o con densidad media de viviendas equipadas con calefacción. - Zonas con elevada densidad de viviendas y/o industrias pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvia. - Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (al menos distantes bastantes kilómetros)³⁾. 	20,0
III Fuerte	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con elevada densidad de calefacción generando contaminación. - Zonas cercanas al mar o en cualquier caso, expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar³⁾. 	25,0
IV Muy fuerte	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas, generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos. - Zonas, generalmente de extensión moderada, muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y contaminados desde el mar. - Zonas desérticas, caracterizadas por no tener lluvia durante largos periodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular. 	31,0

¹⁾ Línea de fuga mínima de aisladores entre fase y tierra relativas a la tensión más elevada de la red (fase-fase).

²⁾ Empleo de fertilizantes por aspiración o quemado de residuos, puede dar lugar a un mayor nivel de contaminación por dispersión en el viento.

³⁾ Las distancias desde la costa marina dependen de la topografía costera y de las extremas condiciones del viento.

Tabla 13: Nivel de contaminación y líneas de fuga en función del entorno. [11]

Dado que el trazado de la línea discurre por una zona rural sin industrias, muy alejada del mar, se considera que el nivel de contaminación es I Ligero. Por tanto la línea de fuga específica nominal mínima es de 16mm/kV.

Los aisladores concebidos en el proyecto original son U 100 BS con una línea de fuga por unidad de 315mm. Al ser la línea de 132 kV, se necesitarán al menos:

$$\text{Número de aisladores} = \frac{\text{Línea de fuga específica nominal mínima} \cdot \text{Tensión más elevada de la red}}{\text{Línea de fuga por aislador}}$$

$$\text{Número de aisladores} = \frac{16 \cdot 145}{315} = 7,36 \text{ aisladores}$$

Se necesitan al menos 8 aisladores en cada cadena de amarre o de suspensión. El proyecto original prevé 10; por tanto se considera válido el número de aisladores asignados a cada cadena en el proyecto original.

7. Cálculo mecánico.

A lo largo de este apartado se explican los cálculos mecánicos de comprobación de la línea original con cable ACSR Hawk y seguidamente se realizan los cálculos de la línea con el nuevo cable HTLS. Al tratarse este trabajo no del proyecto técnico de potenciación de la línea, si no del estudio y análisis del mismo, sólo se realizarán los cálculos para algunos cantones. Serán aquellos que por sus características puedan ser más críticos. El procedimiento para realizar estos cálculos sería el mismo para todos los cantones no calculados.

La tabla 4 del apartado 3.2 de la ITC-LAT 07 establece las condiciones de cálculo para las distintas hipótesis que deberán soportar los cables [11]. Al tratarse de zona A, solo se aplicará inicialmente la hipótesis de tracción máxima por viento. Esta hipótesis establecerá la ecuación de cambio de condiciones que más tarde se le aplicará a otras situaciones como la tracción de cada día (TCD o EDS, every day stress). Si la tracción de la TCD fuera menor que la establecida bajo condiciones de viento, entonces se daría por válida. Pero si por el contrario la TCD no cumpliera con la hipótesis de viento, es decir, la tracción de TCD fuera mayor que la de viento, entonces, sería la hipótesis de TCD la que pasaría a establecer la ecuación de cambio de condiciones. Siempre comprobando que ninguna hipótesis sobrepasa la tracción máxima establecida. Después de ello se pueden calcular las flechas.

ZONA A			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-5	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
ZONA B			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-10	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
Tracción máxima de hielo	-15	No se aplica	Según el apartado 3.1.3
Tracción máxima hielo + viento (1)	-15	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 60 km/h	Según el apartado 3.1.3.
ZONA C			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-15	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
Tracción máxima de hielo	-20	No se aplica	Según el apartado 3.1.3
Tracción máxima hielo + viento (1)	-20	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 60 km/h	Según el apartado 3.1.3.

Tabla 14: Condiciones para las hipótesis de tracción máxima de los cables. [11]

La hipótesis de tracción de cada día (TCD o EDS) es una comprobación de los fenómenos vibratorios que incluye el reglamento en el apartado 3.2.2. En él se recomienda que bajo unas condiciones de 15°C y sin sobrecargas, no se supere una tracción de más del 15% de la tensión de rotura de los cables si no hay amortiguadores instalados. Y que con amortiguadores, nunca se sobrepase el 22%. [11]

7.1. Fórmulas a usar.

a) Vano ideal de regulación:

$$a_r = \left(\frac{\sum_{i=1}^a a_i^3}{\sum_{i=1}^n a_i} \right)^{1/2} \text{ [m]} \quad (7.1)$$

Siendo a_i el vano entre dos apoyos consecutivos. [m]

b) Tracción máxima de los cables:

$$T_{m\acute{a}x} = \frac{T_{rotura}}{\text{Coeficiente de seguridad}} \text{ [N]} \quad (7.2)$$

Pudiendo ser el coeficiente de seguridad 2,5 o mayor según el reglamento en el apartado 3.2.1 de la ITC-LAT 07 [11]. Para este estudio lo tomaremos como 3.

c) Fuerza ejercida por el viento sobre los conductores:

$$F_v = q \cdot d \text{ [N/m]} \quad (7.3)$$

Donde:

F_v : fuerza ejercida por el viento por unidad de longitud [N].

d : es el diámetro del conductor [m].

q : presión del viento, que se toma con el valor de $500 \left(\frac{V_v}{120}\right)^2$ Pa si el diámetro del conductor es de 16 mm o de $600 \left(\frac{V_v}{120}\right)^2$ Pa si el diámetro del conductor es igual o inferior.

V_v : velocidad del viento, al no ser una línea de categoría especial, se considera 120. [km/h].

d) Coefficiente sobrecarga por viento:

$$m = \frac{\sqrt{(p \cdot g)^2 + F_v^2}}{(p \cdot g)} \quad (7.4)$$

Donde:

p : Peso propio del cable [kg/m]

g : Aceleración de la gravedad de la Tierra: 9,8 [m/s²].

e) Constantes para un cable y un vano dado en la ecuación de cambio de condiciones:

$$K = \frac{S \cdot E \cdot a_f^2 \cdot (p \cdot g)^2}{24} \text{ [N}^3\text{]} \quad (7.5)$$

Donde:

S : Sección del cable [m²].

E : Módulo de Young del cable [Pa].

g : Aceleración de la gravedad de la Tierra: 9,8 [m/s²].

$$A_{\theta 2} = \frac{K \cdot m_1^2}{T_1^2} + \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) \cdot S \cdot E - T_1 \text{ [N]} \quad (7.6)$$

Donde:

θ_2 : Temperatura de la nueva hipótesis [°C].

θ_1 : Temperatura de la hipótesis establecida [°C].

m_1 : Coeficiente de sobrecarga de la hipótesis establecida.

T_1 : Tracción del cable en la hipótesis establecida. [N]

$$B_{m2} = K \cdot m_2^2 \text{ [N}^3\text{]} \quad (7.7)$$

Siendo m_2 el coeficiente de sobrecarga de la hipótesis establecida.

f) Tracción del cable:

$$T_2^2 \cdot (T_2 + A_{\theta 2}) = B_{m_2} \text{ [N]} \quad (7.8)$$

Siendo T_2 la tracción del cable en la nueva hipótesis, debiéndose despejar de la ecuación de segundo grado. [N]

g) Flechas:

$$f_{ar} = \frac{a_r^2}{8 \cdot h_2} \text{ [m]} \quad (7.9)$$

Siendo h_2 el parámetro de la catenaria, calculándose con la siguiente expresión:

$$h_2 = \frac{T_2}{m_2 \cdot p \cdot g} \text{ [m]} \quad (7.10)$$

En el apartado 3.2.3 de la ITC-LAT 07 se establece bajo qué condiciones se debe calcular la flecha máxima. [11] Estas son bajo tres hipótesis:

-Hipótesis de viento: Sometido a la acción de su propio peso y una fuerza debida al viento, a temperatura de 15°C.

En ese condicionante, las fórmulas necesarias para calcular la flecha proyectada son las siguientes:

$$f_{ar}' = f_{ar} \cdot \cos(\beta) \quad (7.11)$$

$$\beta = \tan^{-1} \left(\frac{F_v}{p \cdot g} \right) \quad (7.12)$$

-Hipótesis de temperatura: Cable sometido a la acción de su propio peso, a la temperatura máxima previsible nunca siendo inferior a 50°C. Para la instalación original la temperatura se calculó con 85°C, pero para hacer los cálculos en este trabajo se hará a 50°C.

-Hipótesis de hielo: Cable sometido a la acción de su propio peso y a la sobrecarga motivada por el hielo según correspondiente a la zona a la temperatura de 0°C. Esta última no afecta a esta línea al encontrarse en Zona A.

Para conocer la flecha exacta en uno de los vanos del cantón, se aplica la siguiente fórmula a la flecha obtenida en el vano ideal de regulación:

$$f_{ai} = f_{ar} \cdot \left(\frac{a_i}{a_r} \right)^2 \text{ [m]} \quad (7.13)$$

Donde:

f_{ar} : Flecha calculada para el vano ideal de regulación [m]

a_i : Longitud del vano de interés. [m]

a_r : Longitud del vano ideal de regulación. [m]

7.2. Comprobaciones mecánicas línea original.

Los cantones escogidos para analizar son el 4, compuesto por 6 vanos entre los apoyos 6 y 12, elegido por tener una gran longitud (1686,09 m) con múltiples cruzamientos sobre caminos rurales. Su vano ideal de regulación es de 284,158 m. Y el 7 conformado por un vano único entre los apoyos 16 y 17 de 294,42 m. Elegido por tener un cruzamiento con la carretera autonómica A-129.

Ambos cantones se hallan en zona A, ya que es lo que establece el reglamento en el apartado 3.1.3 de la ITC-LAT 07 al situarse entre 0 y 500 metros de altitud sobre el nivel del mar. [11]

Se calculan las tracciones bajo los condicionantes impuestos por el reglamento para esta línea de primera categoría en zona A, así como las flechas máximas y los valores de tracción a los que se dan.

7.2.1. Cable conductor.

Dado que el cable de guarda no se sustituye, tan solo se comprobará que los cálculos originales son correctos.

a) Cantón 6 – 12:

Tracciones:

Hipótesis	Viento	TCD	Flecha máxima viento	Flecha máxima temperatura
Tracción [N]	28054	18964	24973	15153

Tabla 15: Tracciones del cable conductor en la línea original en distintas hipótesis para el vano ideal de regulación del cantón 6 -12.

El coeficiente de seguridad en la condición más restrictiva es 3,07, siendo por tanto superior a 3.

Flechas:

Hipótesis	Flecha máxima viento	Flecha máxima temperatura
Flecha [m]	3,87	6,37

Tabla 16: Flechas del cable conductor en la línea original para el vano ideal de regulación del cantón 6 -12.

Las flechas se analizan en detalle en el apartado de cálculo de apoyos.

b) Cantón 16 - 17:

Tracciones:

Hipótesis	Viento	TCD	Flecha máxima viento	Flecha máxima temperatura
Tracción [N]	28081	18964	25116	15306

Tabla 17: Tracciones del cable conductor en la línea original en distintas hipótesis para el vano ideal de regulación del cantón 16 -17.

El coeficiente de seguridad en la condición más restrictiva es 3,07, siendo por tanto superior a 3.

Flechas:

Hipótesis	Flecha máxima viento	Flecha máxima temperatura
Flecha [m]	4,13	6,78

Tabla 18: Flechas del cable conductor en la línea original para el vano ideal de regulación del cantón 16 -17.

Las flechas se analizan en detalle en el apartado de cálculo de apoyos.

7.2.2. Cable de tierra.

Dado que el cable de guarda no se sustituye, tan solo se comprobará que los cálculos originales son correctos.

a) Cantón 6 - 12:

Tracciones:

Hipótesis	Viento	TCD	Flecha máxima viento	Flecha máxima temperatura
Tracción [N]	28819	22000	26331	17519

Tabla 19: Tracciones del cable de tierra en distintas hipótesis para el vano ideal de regulación del cantón 6 -12.

El coeficiente de seguridad en la condición más restrictiva es 3,47, siendo por tanto superior a 3 y probando que los cálculos del proyecto original eran correctos.

Flechas:

Hipótesis	Flecha máxima viento	Flecha máxima temperatura
Flecha [m]	2,8	3,66

Tabla 20: Flechas del cable de tierra para el vano ideal de regulación del cantón 6-12.

Las flechas se analizan en detalle en el apartado de cálculo de apoyos.

b) Cantón 16 – 17:

Tracciones:

Hipótesis	Viento	TCD	Flecha máxima viento	Flecha máxima temperatura
Tracción [N]	28963	22000	26522	17613

Tabla 21: Tracciones del cable de tierra en distintas hipótesis para el cantón 16-17.

El coeficiente de seguridad en la condición más restrictiva es 3,45, siendo por tanto superior a 3 y probando que los cálculos del proyecto original eran correctos.

Flechas:

Hipótesis	Flecha máxima viento	Flecha máxima temperatura
Flecha [m]	2,98	3,92

Tabla 22: Flechas del cable de tierra para el cantón 16-17.

7.3. Cálculo mecánico con nuevo cable HTLS.

Al igual que en las comprobaciones mecánicas con el cable original, se analizan los cantones 4 y 7.

En este caso no se calculará el cable de tierra puesto que no se ve modificado en esta potenciación.

Se calcula las tracciones bajo los condicionantes impuestos por el reglamento para esta línea de primera categoría en zona A, así como las flechas máximas y los valores de tracción a los que se dan.

Además se calcula la flecha producida por los cables conductores cuando se encuentran a 187°C. Esta temperatura es a la que se ha estimado que se encuentran los cables cuando funcionan bajo condición de demanda de emergencia en un día de calor extremo. No obstante es un cálculo al que el reglamento no obliga.

a) **Cantón 6 – 12:**

Tracciones:

Hipótesis	Viento	TCD	Flecha máxima viento	Flecha máxima temperatura	Temperatura extrema
Tracción [N]	28866	18689	28865	16388	8840

Tabla 23: Tracciones del cable conductor en la nueva línea en distintas hipótesis para el vano ideal de regulación del cantón 6 -12.

El coeficiente de seguridad en la condición más restrictiva es 3, cumpliendo con lo buscado.

Flechas:

Hipótesis	Flecha máxima viento	Flecha máxima temperatura	Flecha temperatura
Flecha [m]	2,74	5,64	10,46

Tabla 24: Flechas del cable conductor para el vano ideal de regulación del cantón 16 -17.

Las flechas se analizan en detalle en el apartado de cálculo de apoyos. No obstante ya se puede apreciar que han disminuido considerablemente con respecto al cable original. Esto se debe a que el nuevo cable tiene mayor módulo de Young y menor coeficiente de dilatación térmica.

b) Cantón 16 - 17:

Tracciones:

Hipótesis	Viento	TCD	Flecha máxima viento	Flecha máxima temperatura	Temperatura extrema
Tracción [N]	28866	18455	28696	23838	14761

Tabla 25: Tracciones del cable conductor en la nueva línea en distintas hipótesis para el cantón 16 -17.

El coeficiente de seguridad en la condición más restrictiva es 3, cumpliendo con lo buscado.

Flechas:

Hipótesis	Flecha máxima viento	Flecha máxima temperatura	Flecha temperatura
Flecha [m]	2,96	3,57	5,76

Tabla 26: Flechas del cable conductor para el vano ideal de regulación del cantón 16 -17.

Las flechas se analizan en detalle en el apartado de cálculo de apoyos. No obstante ya se puede apreciar que han disminuido considerablemente con respecto al cable original. Esto se debe a que el nuevo cable tiene mayor módulo de Young y menor coeficiente de dilatación térmica.

8. Cálculo de apoyos.

Se va a realizar los cálculos sobre uno de los apoyos de la línea para comprobar que los apoyos escogidos en el proyecto original son válidos para el nuevo cable instalado. Sólo se realiza el cálculo de un apoyo debido a que este trabajo pretende ser un estudio y análisis de la potenciación de la línea, pero no el proyecto de potenciación en sí mismo. El procedimiento aquí realizado para un apoyo debería repetirse para todos los apoyos que constituyen la línea.

El apoyo elegido para realizar las comprobaciones es el apoyo número 12, ya que se trata de un apoyo muy restrictivo al ser de anclaje en ángulo teniendo cantones bastantes largos a ambos lados.

El apoyo de catálogo [22] escogido para ese punto de la línea en el proyecto original es un ARCE 900 F43. Es necesario conocer también las cotas de los apoyos 11 y 13, que son ambos OLMO 275 F51E.

Dado que el apoyo es de amarre en ángulo y se encuentra en zona A, se seguirá lo establecido en el reglamento en la tabla 5 del apartado 3.5.3 de la ITC-LAT 07 para realizar las hipótesis de cálculo. [11]

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1.ª HIPÓTESIS (Viento)	3.ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4.ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.		
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)		ALINEACIÓN: No aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)
	L	No aplica.	Desequilibrio de tracciones (apdo 3.1.4.1)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.1)
Amarre de Alineación o Amarre de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.		
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)		ALINEACIÓN: No aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)
	L	No aplica	Desequilibrio de tracciones (apdo 3.1.4.2)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.2)

Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerarán sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -5 °C.

V = Esfuerzo vertical L = Esfuerzo longitudinal T = Esfuerzo transversal

Tabla 27: Hipótesis para el cálculo de apoyos en zona A. [11]

8.1. Fórmulas a usar

a) Eolovano:

$$a_e = \frac{a_1 + a_2}{2} \text{ [m]} \quad (8.1)$$

Donde:

a_1 : Vano entre el apoyo estudiado y el anterior apoyo.

a_2 : Vano entre el apoyo estudiado y el apoyo posterior.

b) Gravivano:

$$a_{gv} = \frac{a_1 + a_2}{2} + \left(\pm \frac{T_{\max.1} \cdot d_1}{m \cdot p \cdot g \cdot a_1} \pm \frac{T_{\max.2} \cdot d_2}{m \cdot p \cdot g \cdot a_2} \right) \text{ [m]} \quad (8.2)$$

Donde:

a_1 : Vano entre el apoyo estudiado y el anterior apoyo. [m]

a_2 : Vano entre el apoyo estudiado y el apoyo posterior. [m]

m : Coeficiente de sobrecarga de la hipótesis establecida.

$T_{m\acute{a}x.1}$: Tensión del cable en el vano entre el apoyo estudiado y el anterior apoyo. [N]

$T_{m\acute{a}x.2}$: Tensión del cable en el vano entre el apoyo estudiado y el apoyo posterior. [N]

g : Aceleración de la gravedad de la Tierra: 9,8 [m/s²].

p : Peso propio del cable [kg/m]

d_1 : Diferencia de altura entre el apoyo anterior y el apoyo estudiado. [m]

Si la diferencia es positiva el signo del término será negativo. En cambio si la diferencia es negativa, es decir, el apoyo estudiado está más elevado que el apoyo anterior, entonces el signo del término será positivo.

d_2 : Diferencia de altura entre el apoyo posterior y el apoyo estudiado. [m]

Si la diferencia es positiva el signo del término será negativo. En cambio si la diferencia es negativa, es decir, el apoyo estudiado está más elevado que el apoyo anterior, entonces el signo del término será positivo.

c) Fórmula fuerzas verticales:

$$F_v = n \cdot g \cdot p \cdot a_{gv} \text{ [N]} \quad (8.3)$$

Donde:

n : Número de conductores.

g : Aceleración de la gravedad de la Tierra: 9,8 [m/s²].

p : Peso propio del cable [kg/m]

a_{gv} : Gravivano. [m]

d) Fórmula fuerzas transversales:

$$F_t = n \cdot (F_v \cdot \cos \frac{\alpha}{2} \cdot a_e + T_{m\acute{a}x.1} \cdot \sin \frac{\alpha}{2} + T_{m\acute{a}x.2} \cdot \sin \frac{\alpha}{2}) \text{ [N]} \quad (8.4)$$

Donde:

n : Número de conductores.

F_v : Fuerza del viento sobre el cable. [N/m]

$T_{m\acute{a}x.1}$: Tracción máxima del conductor en la hipótesis de viento entre el apoyo estudiado y el anterior apoyo. [N]

$T_{m\acute{a}x.2}$: Tracción máxima del conductor en la hipótesis de viento entre el apoyo estudiado y el apoyo posterior. [N]

α : Angulo entre ambos vanos.

a_e : Eolovano. [m]

e) Fórmula fuerzas longitudinales:

$$F_l = n \cdot T_{m\acute{a}x} \cdot \cos \frac{\alpha}{2} \text{ [N]} \quad (8.5)$$

Donde:

n : Número de conductores.

$T_{m\acute{a}x}$: Tracción máxima del conductor en la hipótesis de viento. [N]

α : Angulo entre ambos vanos.

8.2. Distancias de seguridad.a) Distancias en el apoyo.

El apartado 5.4 de la ITC-LAT 07 establece las distancias mínima entre los propios conductores y entre los conductores y las partes puestas a tierra. [11]

-Distancias entre conductores.

La distancia mínima entre conductores de distintas fases viene determinada por la siguiente expresión que aparece en el apartado 5.4.1.

$$D = K \cdot \sqrt{F + L} + K' \cdot D_{pp} \text{ [m]} \quad (8.6)$$

Donde según el propio reglamento:

K : Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento. Viene tabulada en la tabla 16. Y su valor depende del ángulo de oscilación.

K' : Coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea $K' = 0,85$ para líneas de categoría especial y $K' = 0,75$ para el resto de líneas en las que se incluye esta.

F : Flecha máxima en metros, para las hipótesis según el apartado 3.2.3 de la ITC-LAT 07. [11] Para el vano entre el apoyo 11 y 12, tiene un valor de 5,65m. En el vano entre el apoyo 12 y 13 tiene un valor de 4,54. Estos valores han sido calculados junto al cálculo mecánico de los cables.

L : Longitud en metros de la cadena de suspensión. En el caso de conductores fijados al apoyo por cadenas de amarre o aisladores rígidos como este caso $L = 0$.

D_{pp} : Distancia mínima aérea especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. Los valores de D_{pp} se

indican en la tabla 15 del apartado 5.2, en función de la tensión más elevada de la línea. [11] En esta línea toma un valor de 1,40.

Tensión más elevada de la red U_s (kV)	D_{el} (m)	D_{pp} (m)
3,6	0,08	0,10
7,2	0,09	0,10
12	0,12	0,15
17,5	0,16	0,20
24	0,22	0,25
30	0,27	0,33
36	0,35	0,40
52	0,60	0,70
72,5	0,70	0,80
123	1,00	1,15
145	1,20	1,40
170	1,30	1,50
245	1,70	2,00
420	2,80	3,20

Tabla 28: Distancias de aislamiento eléctrico. [11]

El ángulo de oscilación se calcula a su vez con la siguiente fórmula:

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{m_v}{p} \quad (8.7)$$

Siendo:

m_v : Sobrecarga por viento, la manera de calcularlo ya fue expresada dentro de esta misma memoria en el apartado de cálculos mecánicos de los conductores. Expresión 7.4.

p : Peso propio del cable [kg/m]

Por tanto:

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{1,71}{0,802} = 64,87^\circ$$

De manera que según la tabla 16 del apartado 5.4.1 del reglamento en la ITC-LAT 07, K toma un valor de 0,65.

Angulo de oscilación	Valores de K	
	Líneas de tensión nominal superior a 30 kV	Líneas de tensión nominal igual o inferior a 30 kV
Superior a 65°	0,7	0,65
Comprendido entre 40° y 65°	0,65	0,6
Inferior a 40°	0,6	0,55

Tabla 29: Coeficiente K en función del ángulo de oscilación. [11]

La distancia mínima entre conductores es usamos el valor del vano 11-12 al ser más restrictivo:

$$D = 0,65 \cdot \sqrt{5,65 + 0} + 0,85 \cdot 1,4 = 2,73 \text{ m}$$

-Distancias entre conductores y partes puestas a tierra.

Las marca el apartado 5.4.2 y consiste en la distancia de aislamiento eléctrico tabulada en la tabla 15.

$$D_{el} = 1,4 \text{ m}$$

b) Distancia mínima al terreno.

El apartado 5.5 de la ITC-LAT 07 [11] establece que la distancia mínima entre los conductores y cualquier punto del terreno, senda, vereda o superficie de agua no navegable, no será inferior en condiciones de flecha máxima a:

$$\text{Distancia mínima al terreno} = D_{add} + D_{el} \text{ [m]} \quad (8.8)$$

Donde:

D_{add} : Distancia de aislamiento adicional, que se considera 5,3 [m]

D_{el} : Distancia de aislamiento eléctrico, el cual depende de la tensión máxima y está tabulado en la tabla 15 del 5.2. [11] Para esta línea de 132kV, le corresponde una tensión máxima de 145kV, por tanto D_{el} tiene un valor de 1,2 m.

Por tanto:

$$\text{Distancia mínima al terreno} = 5,3 + 1,2 = 6,5 \text{ m}$$

8.3. Justificación apoyo.a) Distancias.

Se va a proceder a comprobar que el apoyo número 12 que consiste en un ARCE 900 F43 de la serie MADE, soporta los esfuerzos calculados y respeta las distancias de seguridad requeridas.

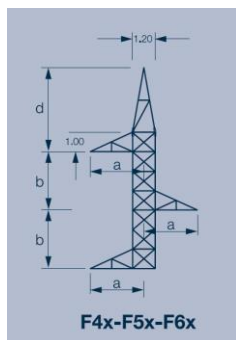


Tabla con dimensiones de armados estandarizados:

Altura FUSTE	Cotas (m)			
	a	b	c	d
F40	2,40	2,00	-	3,70
F42	2,90	2,00	-	4,30
F43	3,10	2,00	-	4,30
F50	2,40	2,50	-	3,70
F52	2,90	2,50	-	4,30
F53	3,10	2,50	-	4,30
F60	2,40	3,00	-	3,70
F62	2,90	3,00	-	4,30
F63	3,10	3,00	-	4,30

Fig. 2: Geometría del armado ARCE 900 F43. [22]

Tabla 30: Dimensiones del armado ARCE 900 F43. [22]

Nombrando los conductores como A,B y C de arriba hacia abajo, la distancia entre conductores es:

$$D_{AB} = D_{BC} = \sqrt{(2 \cdot a)^2 + b^2} = \sqrt{(2 \cdot 3,1)^2 + 2^2} = 6,51 \text{ m} \quad (8.9)$$

$$D_{AC} = 2 \cdot b = 2 \cdot 2 = 4 \text{ m}$$

Ambas distancias son superiores a los 2,73m mínimos reglamentarios, por tanto el armado F43 cumple.

La distancia mínima entre el cable en condiciones de flecha máxima y el terreno debe de ser de al menos 6,5m. [11] La flecha máxima más restrictiva es la del vano 11-12, calculada en la parte de cálculo mecánico del Anexo I y con un valor de 5,64 m. Por tanto el apoyo debe tener una altura de al menos:

$$h_{min} = 6,5 + 5,64 = 12,14 \text{ m}$$

El apoyo tiene según el proyecto original una altura de 16,2 m. Por tanto cumple con el reglamento.

No obstante, en situaciones de emergencia y calor ambiental extremo, se produce una flecha de 10,46 m. Bajo esta hipótesis no se respetarían los 6,5 m de distancia mínima al terreno. Es una situación que no se considera en el reglamento, pero que por motivos de seguridad haría necesario adoptar medidas, como la restricción de la intensidad de corriente máxima en días de calor extremo.

b) Esfuerzos.

A continuación se ha de comprobar el propio apoyo teniendo en consideración los esfuerzos a los que está sometido.

ARMADO	Esfuerzo	ARMADOS HAYA SIMPLE CIRCUITO								
		F40	F42	F43	F50	F52	F53	F60	F62	F63
ARCE 300	H1	3.120	3.090	3.045	2.895	2.865	2.835	2.670	2.640	2.610
	H2	3.570	3.540	3.495	3.480	3.450	3.420	3.390	3.360	3.330
	H4a	2.620	2.300	2.150	2.620	2.300	2.150	2.620	2.300	2.150
	H4b	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200
ARCE 630	H1	5.910	5.850	5.790	5.535	5.505	5.475	5.145	5.145	5.145
	H2	6.090	5.490	4.890	5.640	5.265	4.890	5.190	5.040	4.890
	H4a	2.620	2.300	2.150	2.620	2.300	2.150	2.620	2.300	2.150
	H4b	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200
ARCE 900	H1	9.000	9.000	9.000	8.550	8.550	8.550	8.100	8.100	8.100
	H2	9.690	9.690	9.690	9.000	9.000	890	8.250	8.250	8.250
	H4a	5.125	4.500	4.150	5.125	4.500	4.150	5.125	4.500	4.150
	H4b	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000

Tabla 31: Esfuerzos en función del tipo de armado. [22]

Los esfuerzos indicados en esta tabla del catálogo de MADE [22] corresponden a las siguientes condiciones:

-Esfuerzo *H1*: Esfuerzo horizontal total aplicado al apoyo a la altura de la cruceta media del armado combinado con viento transversal de 120km/h, con un coeficiente de seguridad de 1,5.

$$H1 = \sqrt{(F_{lcond} + F_{lcable_{tierra}})^2 + (F_{tcond} + F_{tcable_{tierra}})^2} \quad [\text{daN}] \quad (8.10)$$

-Esfuerzo *H2*: Esfuerzo horizontal total aplicado al apoyo a la altura de la cruceta media del armado combinado sin viento, con un coeficiente de seguridad de 1,5.

$$H2 = \sqrt{(F_{lcond} + F_{lcable_{tierra}})^2 + (F_{tcond} + F_{tcable_{tierra}})^2} \quad [\text{daN}] \quad (8.11)$$

-Esfuerzo *H4a*: Esfuerzo longitudinal máximo de rotura de conductor aplicado en cualquier cruceta del armado, con un coeficiente de seguridad de 1,2.

$$H4a = \sqrt{(F_{l1conductores})^2 + (F_{t1conductor})^2} \quad [\text{daN}] \quad (8.12)$$

-Esfuerzo *H4b*: Esfuerzo longitudinal máximo de rotura de conductor aplicado en cúpula, con un coeficiente de seguridad de 1,2.

$$H4b = \sqrt{(F_{l1cable_{tierra}})^2 + (F_{t1cable_{tierra}})^2} \quad [\text{daN}] \quad (8.13)$$

Donde:

F_l : Fuerza longitudinal. [N]

F_t : Fuerza transversal. [N]

F_{l1} : Fuerza longitudinal en uno de los cables. [N]

F_{t1} : Fuerza transversal de uno de los cables. [N]

Por tanto, hay que calcular estos esfuerzos y verificar que los valores que soporta el apoyo 12 son superiores.

Procediendo a partir de los resultados obtenidos en el Anexo I de los esfuerzos por cable sobre el apoyo que se exponen en las siguientes tablas, se calcula si el apoyo los soporta.

Cable conductor HTLS

Hipótesis	Viento	Hielo	Desequilibrio de tracciones	Rotura de conductores
Esfuerzo vertical [N]	5481	No aplica	5481	5481
Esfuerzo transversal [N]	15275,45	No aplica	4964	4255
Esfuerzo longitudinal [N]	No aplica	No aplica	43276	28851

Tabla 32: Esfuerzos producidos por el nuevo cable conductor sobre el apoyo número 12.

Cable de tierra

Hipótesis	Viento	Hielo	Desequilibrio de tracciones	Rotura de conductores
Esfuerzo vertical [N]	1392	No aplica	1392	1392
Esfuerzo transversal [N]	4544	No aplica	1647	1411
Esfuerzo longitudinal [N]	No aplica	No aplica	14402	28804

Tabla 33: Esfuerzos producidos por el cable de tierra sobre el apoyo número 12.

$$H1 = \sqrt{(0 + 0)^2 + (15275 + 4544)^2} = 19819\text{N}$$

$$19819\text{N} = 1982\text{daN} < 9000 \text{ Cumple}$$

$$H2 = \sqrt{(0 + 0)^2 + (0 + 0)^2} = 0 < 9690 \text{ Cumple}$$

$$H4a = \sqrt{28851^2 + \left(\frac{4255}{3}\right)^2} = 28885\text{N}$$

$$28885\text{N} = 2888\text{daN} < 4150 \text{ Cumple}$$

$$H4b = \sqrt{28804^2 + 1411^2} = 2884\text{daN} < 3000\text{N Cumple}$$

Por tanto, el apoyo ARCE 900 F43 es válido para estos esfuerzos. Falta comprobar si es válido para cada hipótesis. Para ello se debe comprobar en las tablas del catálogo [1] la relación entre los esfuerzos horizontales de los distintos cables, y después los esfuerzos verticales. Dado que en las hipótesis se han calculado esfuerzos verticales de un valor máximo de 5500N y esfuerzos transversales máximos de 5000N, en las tablas se observará los parámetros pertenecientes a valores de V_c y de V_t de valor 650daN y 500daN respectivamente.

1) Hipótesis I: 120km/h viento transversal.

	Verticales	R	L/T en % de H	ARCE 900 F40					ARCE 900 F42					ARCE 900 F43				
				F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt	F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt	F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt
Hipótesis 1ª 120 km/h viento transversal	Vc=650 Vt=500	R=0	L=0 / T=100	F=9.000	0	3000	0	0	F=9.000	0	3000	0	0	F=9.000	0	3000	0	0
			L=10 / T=90	F=9.000	300	2.700	0	0	F=9.000	300	2.700	0	0	F=9.000	300	2.700	0	0
			L=25 / T=75	F=9.000	750	2.250	0	0	F=9.000	750	2.250	0	0	F=9.000	750	2.250	0	0
			L=50 / T=50	F=8.940	1490	1490	0	0	F=8.940	1490	1490	0	0	F=8.940	1490	1490	0	0
			L=75 / T=25	F=8.880	2220	740	0	0	F=8.790	2200	730	0	0	F=8.790	2200	730	0	0
			L=90 / T=10	F=8.430	2.530	280	0	0	F=7.845	2.355	260	0	0	F=7.590	2.275	255	0	0
			L=100 / T=0	F=8.430	2810	0	0	0	F=7.845	2615	0	0	0	F=7.575	2525	0	0	0
		R=0,7	L=0 / T=100	F=8.140	0	2.200	0	1.540	F=7.880	0	2.130	0	1.490	F=7.880	0	2.130	0	1.490
			L=10 / T=90	F=8.140	220	1.980	155	1.385	F=7.880	215	1.915	150	1.340	F=7.880	215	1.915	150	1.340
			L=25 / T=75	F=7.990	540	1.620	375	1.135	F=7.770	525	1.575	365	1.105	F=7.770	525	1.575	365	1.105
			L=50 / T=50	F=7.840	1.060	1.060	740	740	F=7.590	1.025	1.025	720	720	F=7.590	1.025	1.025	720	720
			L=75 / T=25	F=7.695	1.560	520	1.090	365	F=7.470	1.515	505	1.060	350	F=7.470	1.515	505	1.060	350
			L=90 / T=10	F=7.530	1.830	205	1.280	145	F=7.325	1.780	200	1.245	140	F=7.270	1.770	195	1.240	135
			L=100 / T=0	F=7.530	2.035	0	1.425	0	F=7.310	1.975	0	1.385	0	F=7.270	1.965	0	1.375	0
		R=1	L=0 / T=100	F=7.800	0	1.950	0	1.950	F=7.520	0	1.880	0	1.880	F=7.520	0	1.880	0	1.880
			L=10 / T=90	F=7.800	195	1.755	195	1.755	F=7.520	190	1.690	190	1.690	F=7.520	190	1.690	190	1.690
			L=25 / T=75	F=7.600	475	1.425	475	1.425	F=7.360	460	1.380	460	1.380	F=7.360	460	1.380	460	1.380
			L=50 / T=50	F=7.480	935	935	935	935	F=7.240	905	905	905	905	F=7.240	905	905	905	905
			L=75 / T=25	F=7.360	1.380	460	1.380	460	F=7.120	1.335	445	1.335	445	F=7.120	1.335	445	1.335	445
			L=90 / T=10	F=7.240	1.630	180	1.630	180	F=7.000	1.575	175	1.575	175	F=6.960	1.565	175	1.565	175
			L=100 / T=0	F=7.240	1.810	0	1.810	0	F=7.000	1.750	0	1.750	0	F=6.960	1.740	0	1.740	0

Tabla 34: Hipótesis I para el cálculo de apoyos de la serie ARCE. [22]

Para entrar a la tabla se requiere conocer R , la cual se calcula con la siguiente expresión:

$$R = \frac{H_{tierra}}{H_{1conductor}} [N] \quad (8.14)$$

Donde:

$$H = \sqrt{F_{longitudinales}^2 + F_{transversales}^2} [N] \quad (8.15)$$

$$H_{tierra} = \sqrt{0 + 4544^2} = 4544 \text{ N}$$

$$H_{1conductor} = \sqrt{0 + \left(\frac{15275}{3}\right)^2} = 5092 \text{ N}$$

$R = \frac{4544}{5092} = 0,89$. Entraremos por tanto a la tabla por $R = 1$ ya que es el valor más cercano.

La relación entre esfuerzos longitudinales y transversales es 0/10.

Por tanto, el máximo esfuerzo transversal para el cable de tierra y para los cables conductores es de 1880daN bajo condiciones de viento.

Tal y como se calcula en el Anexo I, el esfuerzo para estas condiciones en el cable de tierra es de 454,4 daN y de $\frac{1527,5}{3} = 509$ daN para los cables conductores.

Por tanto cumple.

2) Hipótesis II: hielo.

No se aplica al estar el apoyo en zona A.

3) Hipótesis III: desequilibrio de tracciones.

Hipótesis 3ª desequilibrio de tracciones	Vc=650 Vt=500	R=0	L=0 / T=100	F= 12.195	0	4.065	0	0	F= 12.375	0	4.125	0	0	F= 12.375	0	4.125	0	0
			L=10 / T=90	F= 12.180	405	3.655	0	0	F= 12.390	415	3.715	0	0	F= 12.390	415	3.715	0	0
			L=25 / T=75	F= 12.165	1.015	3.040	0	0	F= 12.195	1.015	3.050	0	0	F= 12.195	1.015	3.050	0	0
			L=50 / T=50	F= 12.090	2.015	2.015	0	0	F= 12.000	2.000	2.000	0	0	F= 12.000	2.000	2.000	0	0
			L=25 / T=75	F= 11.865	2.965	990	0	0	F= 11.700	2.925	975	0	0	F= 11.700	2.925	975	0	0
			L=90 / T=10	F= 11.850	3.555	395	0	0	F= 10.905	3.270	365	0	0	F= 10.515	3.155	350	0	0
			L=100 / T=0	F= 10.770	3.590	0	0	0	F= 9.810	3.270	0	0	0	F= 9.465	3.155	0	0	0
		R=0,7	L=0 / T=100	F= 10730	0	2.900	0	2.030	F= 10.470	0	2.830	0	1.980	F= 10470	0	2.830	0	1.980
			L=10 / T=90	F= 10745	290	2.615	200	1.830	F= 10.480	280	2.550	200	1.790	F= 10480	280	2.550	200	1.790
			L=25 / T=75	F= 10565	715	2.140	500	1.500	F= 10.325	700	2.090	490	1.465	F= 10325	700	2.090	490	1.465
			L=50 / T=50	F= 10360	1.400	1.400	980	980	F= 10.100	1.365	1.365	955	955	F= 10100	1.365	1.365	955	955
			L=25 / T=75	F= 10190	2.065	690	1.445	480	F= 9.900	2.005	670	1.405	470	F= 9900	2.005	670	1.405	470
			L=90 / T=10	F= 10175	2.475	275	1.730	195	F= 9.905	2.405	270	1.690	190	F= 9905	2.405	270	1.690	190
			L=100 / T=0	F= 9990	2.700	0	1.890	0	F= 9.715	2.625	0	1.840	0	F= 9675	2.615	0	1.830	0
		R=1	L=0 / T=100	F= 10.200	0	2.550	0	2.550	F= 9.900	0	2.475	0	2.475	F= 9.900	0	2.475	0	2.475
			L=10 / T=90	F= 10.200	255	2.295	255	2.295	F= 9.900	250	2.225	250	2.225	F= 9.900	250	2.225	250	2.225
			L=25 / T=75	F= 10.060	625	1.890	625	1.890	F= 9.820	615	1.840	615	1.840	F= 9.820	615	1.840	615	1.840
			L=50 / T=50	F= 9.920	1.240	1.240	1.240	1.240	F= 9.600	1.200	1.200	1.200	1.200	F= 9.600	1.200	1.200	1.200	1.200
			L=25 / T=75	F= 9.740	1.830	605	1.830	605	F= 9.460	1.770	595	1.770	595	F= 9.460	1.770	595	1.770	595
			L=90 / T=10	F= 9.760	2.195	245	2.195	245	F= 9.460	2.125	240	2.125	240	F= 9.460	2.125	240	2.125	240
			L=100 / T=0	F= 9.600	2.400	0	2.400	0	F= 9.300	2.325	0	2.325	0	F= 9.260	2.315	0	2.315	0

Tabla 35: Hipótesis III para el cálculo de apoyos de la serie ARCE. [22]

Para entrar a la tabla se requiere conocer R , la cual se calcula con la siguiente expresión:

$$R = \frac{H_{tierra}}{H_{1conductor}} [N] \quad (8.16)$$

Donde:

$$H = \sqrt{F_{longitudinales}^2 + F_{transversales}^2} [N] \quad (8.17)$$

$$H_{tierra} = \sqrt{14402^2 + 1647^2} = 14496 \text{ N}$$

$$H_{1conductor} = \sqrt{\left(\frac{43276}{3}\right)^2 + \left(\frac{4964}{3}\right)^2} = 14520 \text{ N}$$

$$R = \frac{14496}{14520} = 1$$

La relación entre esfuerzos longitudinales y transversales es de aproximadamente 1/10.

Por tanto, el máximo esfuerzo transversal para el cable de tierra y para los cables conductores es de 2225 daN bajo condiciones de viento.

Tal y como se calcula en el Anexo I, el esfuerzo para estas condiciones en el cable de tierra es de 1440 daN y de $\frac{4327,6}{3} = 1443$ daN para los cables conductores.

Por tanto cumple.

9. Análisis de resultados de modelos de FEMM.

En este apartado se va a proceder a analizar los resultados obtenidos a partir de los tres modelos creados en el programa informático de elementos finitos FEMM4.2. Esto es un modelo de campo magnético **B** producido por la línea, un modelo del campo eléctrico **E** producido por la línea y un modelo de cómo disipa el calor uno de los conductores. Además, se comparará los valores de campo eléctrico **E** y campo magnético **B** obtenido a ras de suelo con los fijados por la legislación y con los recomendados para la salud humana. En todos los modelos se considerarán las situaciones más desfavorables a las que se pueda encontrar la línea. Cómo se han creado y configurado estos modelos se encuentra desarrollado en el Anexo II del presente trabajo.

9.1. Modelo campo eléctrico.

Los resultados arrojados por FEMM de cómo se distribuye el campo eléctrico E en las inmediaciones de la línea es el siguiente:

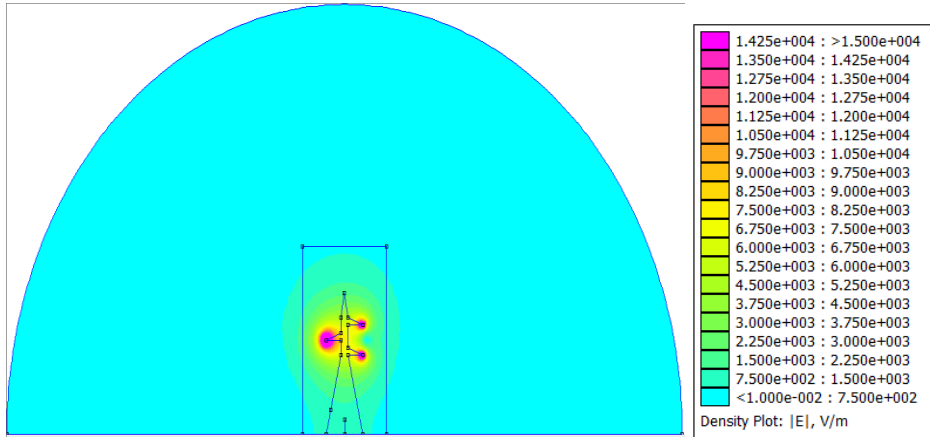


Fig. 3: Distribución del campo eléctrico en el entorno de la línea.

Podemos observar que tal y como era de esperar, el campo eléctrico es más intenso cuanto más cerca se está de los conductores. Alcanzando su valor máximo en el conductor A (izquierda).

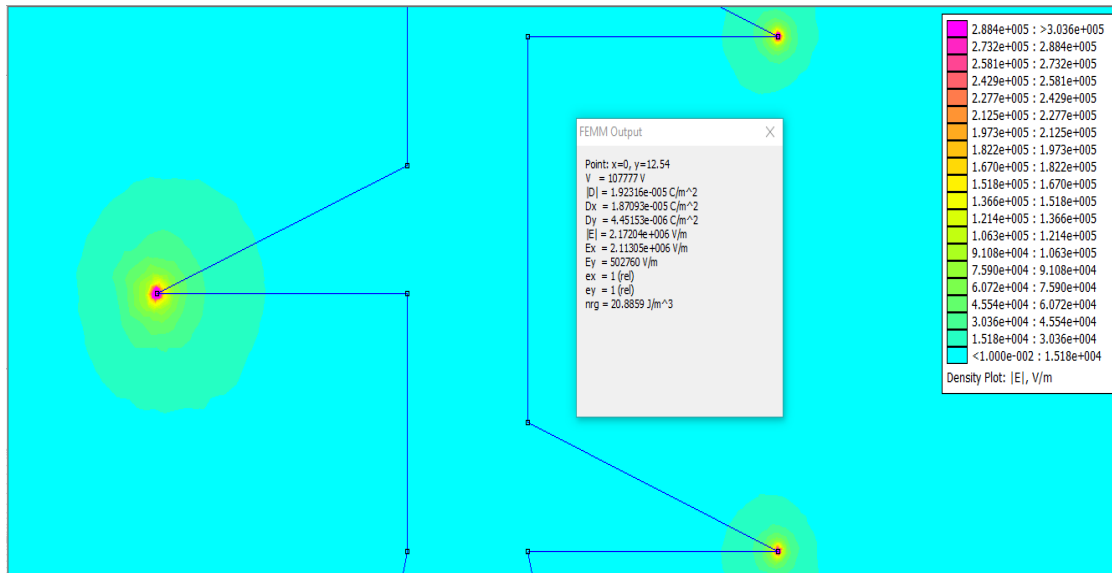


Fig. 4: Distribución del campo eléctrico en las cercanías de los cables conductores.

En el borde de dicho conductor, el campo eléctrico alcanza un valor de $2,17204 \cdot 10^6 \text{ V/M}$. Valor inferior a $3 \cdot 10^6 \text{ V/m}$ necesarios para que se produzca efecto corona. [21]

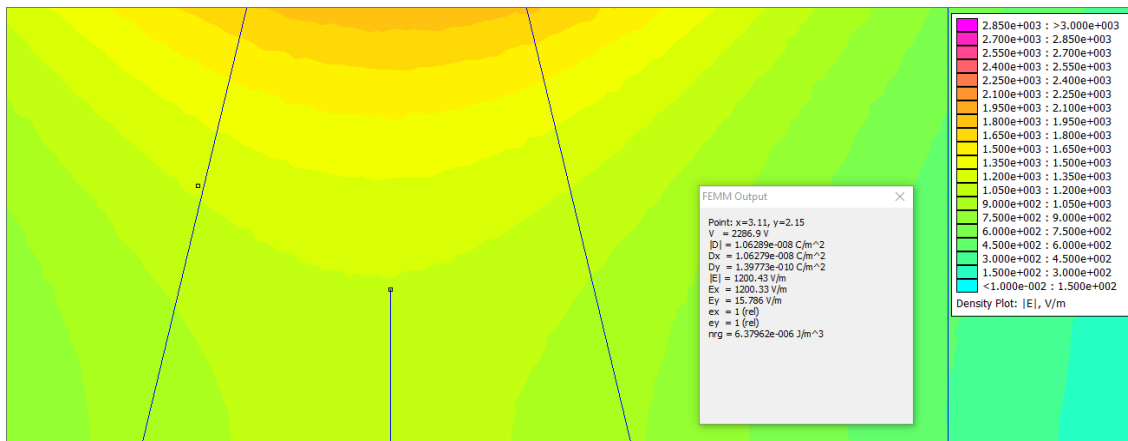


Fig. 5: Distribución del campo eléctrico bajo la línea a ras de suelo.

Sin embargo, a 2,15 m de altura sobre el suelo (se podría considerar la altura de una persona sobre una escalera o vehículo que se encuentre justo bajo la línea), el campo eléctrico cae hasta tan solo 1200 V/m.

Vamos a comparar este valor con los valores límites legales. [22]

Para ello lo primero que se debe hacer es expresar el valor calculado por FEMM en valor eficaz, ya que tal y como se explica en el Anexo II, se ha calculado para el valor pico de la fase A.

Para ello simplemente se divide entre $\sqrt{2}$.

$$\frac{1200}{\sqrt{2}} = 849 \text{ V/m}$$

Una vez hecho esto, ya se puede comparar con los valores de la legislación que se encuentran expresados en valores eficaces.

Tabla 5. Niveles de acción para campo eléctrico (E) de 1 Hz a 10 MHz

Intervalo frecuencias	NA (E) inferior [V/m] (RMS)	NA (E) superior [V/m] (RMS)
$1 \leq f < 25 \text{ Hz}$	$2,0 \times 10^4$	$2,0 \times 10^4$
$25 \leq f < 50 \text{ Hz}$	$5,0 \times 10^5/f$	$2,0 \times 10^4$
$50 \text{ Hz} \leq f < 1,64 \text{ kHz}$	$5,0 \times 10^5/f$	$1,0 \times 10^5/f$
$1,64 \leq f < 3 \text{ kHz}$	$5,0 \times 10^5/f$	$6,1 \times 10^2$
$3 \text{ kHz} \leq f \leq 10 \text{ MHz}$	$1,7 \times 10^2$	$6,1 \times 10^2$

Tabla 36: Niveles máximos de campo eléctrico permitidos por la legislación vigente para distintas frecuencias. [21]

La línea opera a 50 Hz, por lo que genera campos a esa frecuencia. Por tanto, el valor límite se sitúa en $5,0 \cdot 10^5/50 \text{ V/m}$. Es decir 10000V/m. Valor muy alejado del que se encontraría justo debajo de la línea.

Podemos visualizar fácilmente a qué distancia de los conductores se encontraría un campo eléctrico peligroso para el ser humano. Para ello simplemente hay que configurar la escala del visualizador de

resultados de FEMM poniendo como valor máximo de la escala $\sqrt{2} \cdot 20000 = 28284$.

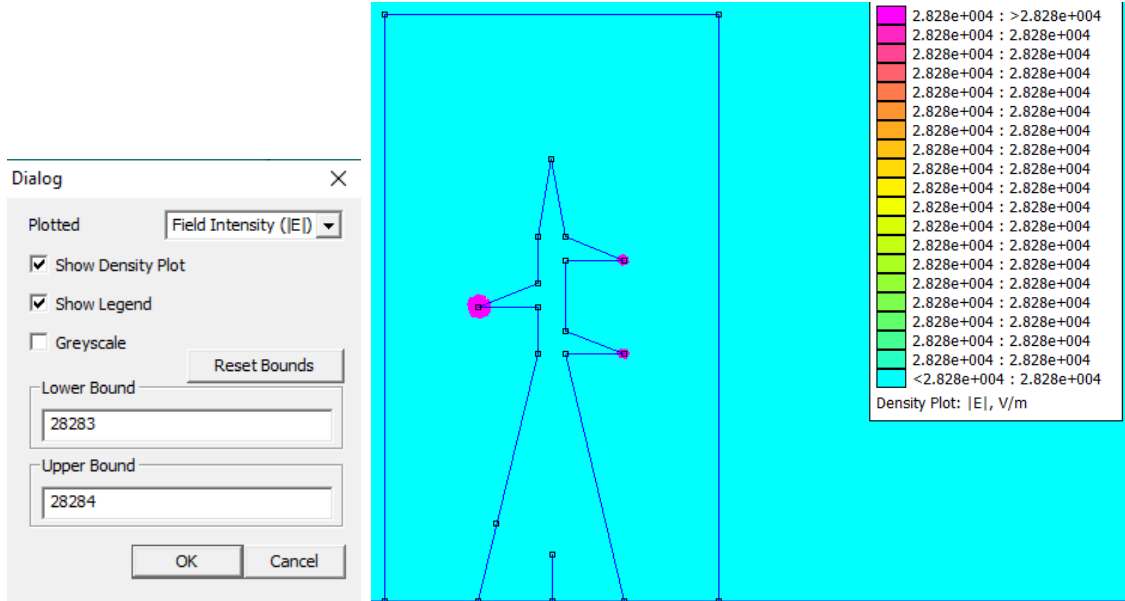


Fig. 6: Diálogo para acotar los valores máximos y mínimos a mostrar en los resultados de FEMM.

Fig. 7: Regiones donde se supera el valor acotado de campo eléctrico.

Quedando mostrado en morado las zonas donde se supera dicho límite. Como se observa, esto sucede únicamente en las inmediaciones de los conductores.

Se va a proceder a calcular manualmente el valor del campo eléctrico E a 2,15 m de altura sobre el suelo para comprobar que los resultados producidos por FEMM son fiables.

Para ello se calcula la carga de cada cable por unidad de longitud. A partir de la capacidad por unidad de longitud (ya calculada en el Anexo I) y el voltaje pico de fase.

$$q = C_k \cdot V_f \text{ [C/m]} \quad (9.1)$$

Donde:

C_k : Capacidad por unidad de longitud. Calculada en el Anexo I.

V_f : Voltaje pico de fase. Calculados en el Anexo II.

$$q_a = C_k \cdot V_f = 894 \cdot 10^{-11} \cdot 107777 = 957352 \cdot 10^{-11} \text{ C/m}$$

$$q_b = C_k \cdot V_f = 894 \cdot 10^{-11} \cdot -53888 = -48175 \cdot 10^{-11} \text{ C/m}$$

$$q_c = C_k \cdot V_f = 894 \cdot 10^{-11} \cdot -53888 = -48175 \cdot 10^{-11} \text{ C/m}$$

Una vez se tiene la carga por conductor se puede utilizar la Ley de Gauss de flujo de campo eléctrico para calcular el valor de E que produce cada fase.

$$|\vec{E}_c| = \frac{q \cdot L}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot h \cdot R_c} \text{ [V/m]} \quad (9.2)$$

Donde:

q : Carga del cable. [C/m]

L : Longitud de cable a estudiar en metros. Se toma como 1 m.

ϵ_0 : Permitividad eléctrica en el vacío. $8,85 \cdot 10^{-12} \text{ C}^2/(\text{N} \cdot \text{m}^2)$

h : Longitud de la superficie gaussiana cilíndrica alrededor del cable.. Considerada 1 m.

R_c : Radio de la superficie gaussiana cilíndrica alrededor del cable. Será la distancia desde el cable en condición de flecha máxima en el vano entre los apoyos 16 y 17 hasta 2,15 m del suelo.

$$|\vec{E}_{Ca}| = \frac{0,00000957352}{2 \cdot \pi \cdot 8,85 \cdot 10^{-12} \cdot 10,69} = 2512 \text{ V/m}$$

$$|\vec{E}_{Cb}| = \frac{-0,00000048175}{2 \cdot \pi \cdot 8,85 \cdot 10^{-12} \cdot 8,79} = -1480 \text{ V/m}$$

$$|\vec{E}_{Cc}| = \frac{-0,00000048175}{2 \cdot \pi \cdot 8,85 \cdot 10^{-12} \cdot 12,51} = -1077 \text{ V/m}$$

Queda proyectar en el eje X y en el eje Y estos valores para posteriormente poder sumarlos.

$$E_{CaX} = 2512 \cdot \sin 14,06 = 610 \frac{\text{V}}{\text{m}}$$

$$E_{CaY} = 2512 \cdot \cos 14,06 = 2436 \frac{\text{V}}{\text{m}}$$

$$E_{CbX} = -1480 \cdot \sin -16,63 = 424 \frac{\text{V}}{\text{m}}$$

$$E_{CbY} = -1480 \cdot \cos -16,63 = -1258 \frac{\text{V}}{\text{m}}$$

$$E_{CcX} = -1077 \cdot \sin -12,16 = 226 \frac{\text{V}}{\text{m}}$$

$$E_{CcY} = -1077 \cdot \cos -12,16 = -1051 \frac{\text{V}}{\text{m}}$$

$$E_X = 610 + 424 + 225,7 = 1260 \frac{\text{V}}{\text{m}}$$

$$E_Y = 2436 - 1258 - 1051 = 127 \frac{\text{V}}{\text{m}}$$

Finalmente se calcula el módulo del campo eléctrico en ese punto.

$$|\vec{E}| = \sqrt{1260^2 + 127^2} = 1266 \frac{\text{V}}{\text{m}}$$

Obteniendo un valor muy próximo a los 1200 V/m hallados por FEMM.

9.2. Modelo campo magnético.

Los resultados arrojados por FEMM de cómo se distribuye el campo magnético **B** en las inmediaciones de la línea es el siguiente:

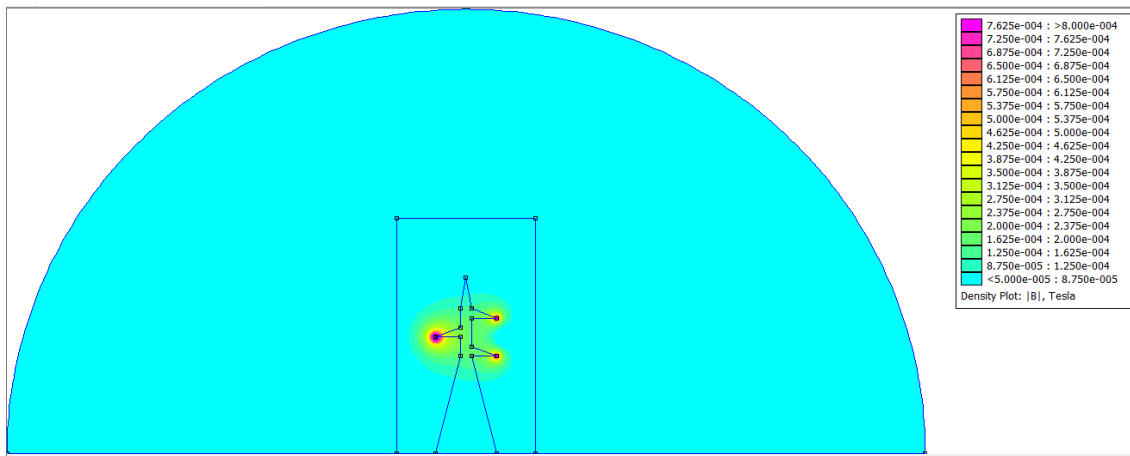


Fig. 8: Distribución del campo magnético en el entorno de la línea.

Podemos observar que tal y como era de esperar, el campo magnético es más intenso cuanto más cerca se está de los conductores. Alcanzando su valor máximo en el conductor A (izquierda). Aunque se distribuye de forma algo diferente al campo eléctrico.

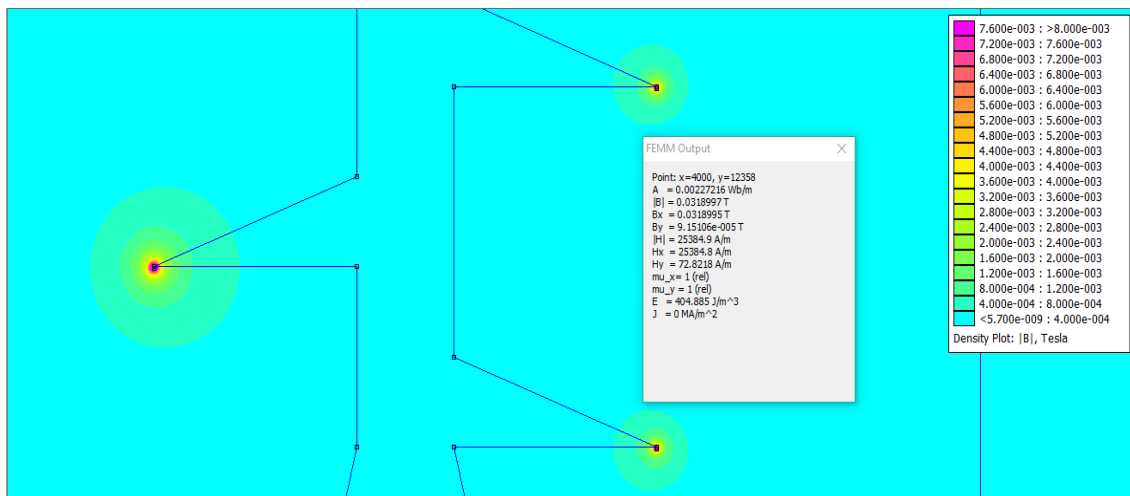


Fig. 9: Distribución del campo magnético en las cercanías de los cables conductores.

En el borde de dicho conductor, el campo magnético alcanza un valor de 0,0319 T.

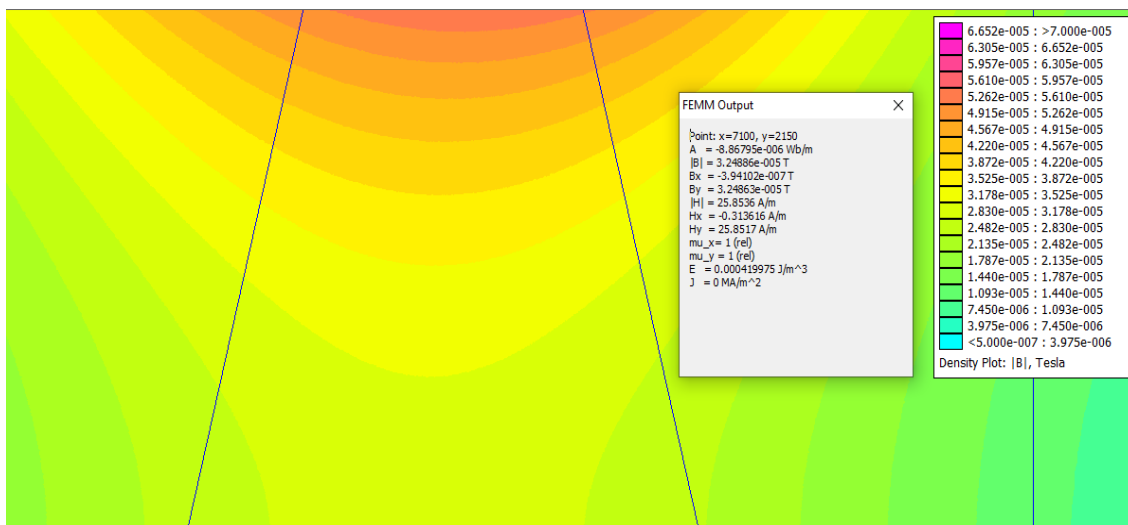


Fig. 10: Distribución del campo magnético bajo la línea a ras de suelo.

Sin embargo, a 2,15 m de altura sobre el suelo, el campo magnético decae hasta tan solo $3,25 \cdot 10^{-5}$ T.

Vamos a comparar este valor con los valores límites legales. [22]

Para ello lo primero que se debe hacer es expresar el valor calculado por FEMM en valor eficaz, ya que tal y como se explica en el Anexo II, se ha calculado para el valor pico de la fase A.

Para ello simplemente se divide entre $\sqrt{2}$.

$$\frac{3,25 \cdot 10^{-5}}{\sqrt{2}} = 2,298 \cdot 10^{-5} = 23 \mu\text{T}$$

Una vez hecho esto, ya se puede comparar con los valores de la legislación que se encuentran expresados en valores eficaces.

Tabla 6. Niveles de acción para campo magnético (B) de 1Hz a 10MHz

Intervalo frecuencias	NA (B) inferior [μT] (RMS)	NA (B) superior [μT] (RMS)	NA para exposición de las extremidades a campo magnético localizado [μT] (RMS)
$1 \leq f < 8 \text{ Hz}$	$2,0 \times 10^5/f^2$	$3,0 \times 10^5/f$	$9,0 \times 10^5/f$
$8 \leq f < 25 \text{ Hz}$	$2,5 \times 10^4/f$	$3,0 \times 10^5/f$	$9,0 \times 10^5/f$
$25 \leq f < 300 \text{ Hz}$	$1,0 \times 10^3$	$3,0 \times 10^5/f$	$9,0 \times 10^5/f$
$300 \text{ Hz} \leq f < 3 \text{ kHz}$	$3,0 \times 10^5/f$	$3,0 \times 10^5/f$	$9,0 \times 10^5/f$
$3 \text{ kHz} \leq f \leq 10 \text{ MHz}$	$1,0 \times 10^2$	$1,0 \times 10^2$	$3,0 \times 10^2$

Tabla 37: Niveles máximos de campo eléctrico permitidos por la legislación vigente para distintas frecuencias. [21]

La línea opera a 50 Hz, por lo que genera campos a esa frecuencia. Por tanto, el valor límite se sitúa entre 1000 μT y 6000 μT . Valores extremadamente alejado de los 23 μT que se encuentran justo debajo de la línea.

Podemos visualizar fácilmente a qué distancia de los conductores se encontraría un campo magnético peligroso para el ser humano. Para ello simplemente hay que configurar la escala del visualizador de resultados de FEMM poniendo como valor máximo de la escala $\sqrt{2} \cdot 0,018 = 0,0254558$

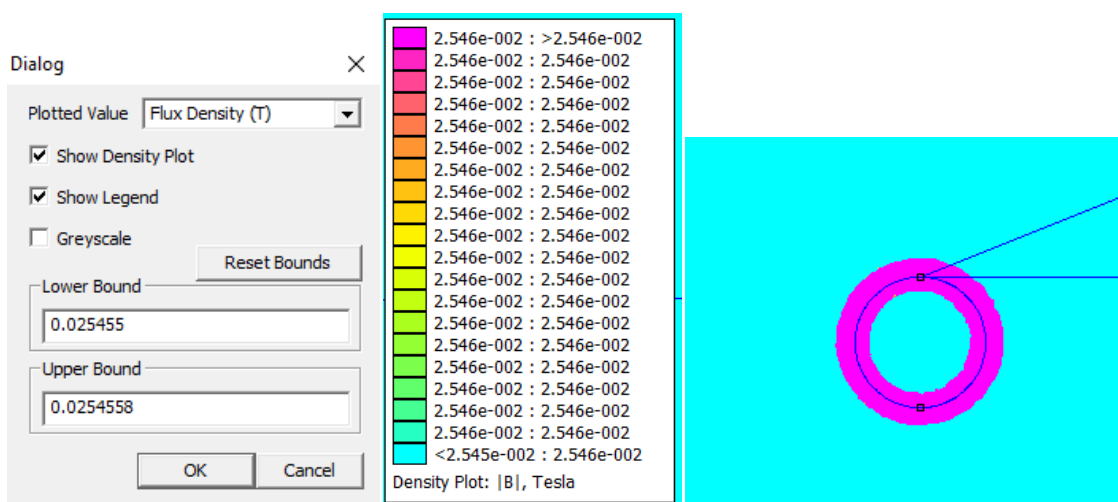


Fig. 11: Diálogo para acotar los valores máximos y mínimos a mostrar en los resultados de FEMM.

Fig. 12: Leyenda.

Fig. 13: Regiones donde se supera el valor de campo magnético acotado.

Como se puede observar, dicho valor tan solo se alcanza a escasos milímetros del conductor.

9.3. Modelo térmico.

La principal característica de este estudio es el contar con conductores HTLS. Los cuales, son capaces de funcionar a altas temperaturas. De hecho, el conductor elegido pertenece a una familia de cables que puede operar a 200 °C en condiciones normales, e incluso a 240 °C en situaciones de emergencia. Por tanto es especialmente relevante para este trabajo conocer de qué manera se disipa el calor generado por efecto Joule al ambiente y cómo afecta a la temperatura máxima a la que se encuentra el cable conductor.

Tras la segunda iteración, el modelo térmico de FEMM ha estimado la siguiente distribución de temperatura:

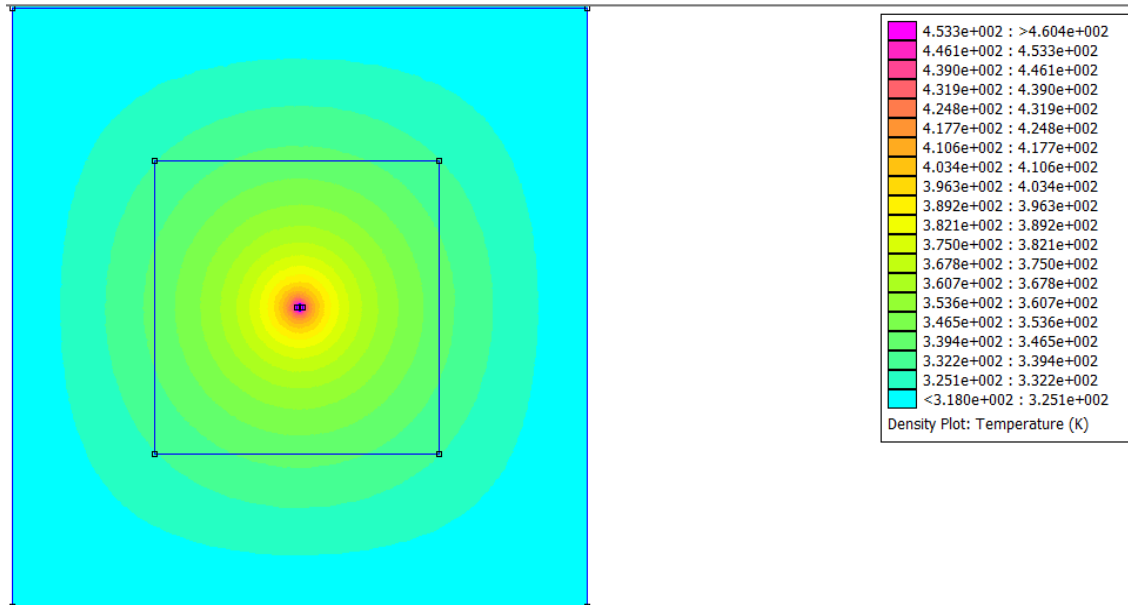


Fig. 14: Distribución de temperatura en las inmediaciones del conductor.

Como se puede observar, a un metro del cable (cuadrado exterior) la temperatura ambiental no se ve afectada por el calor desprendido por el conductor.

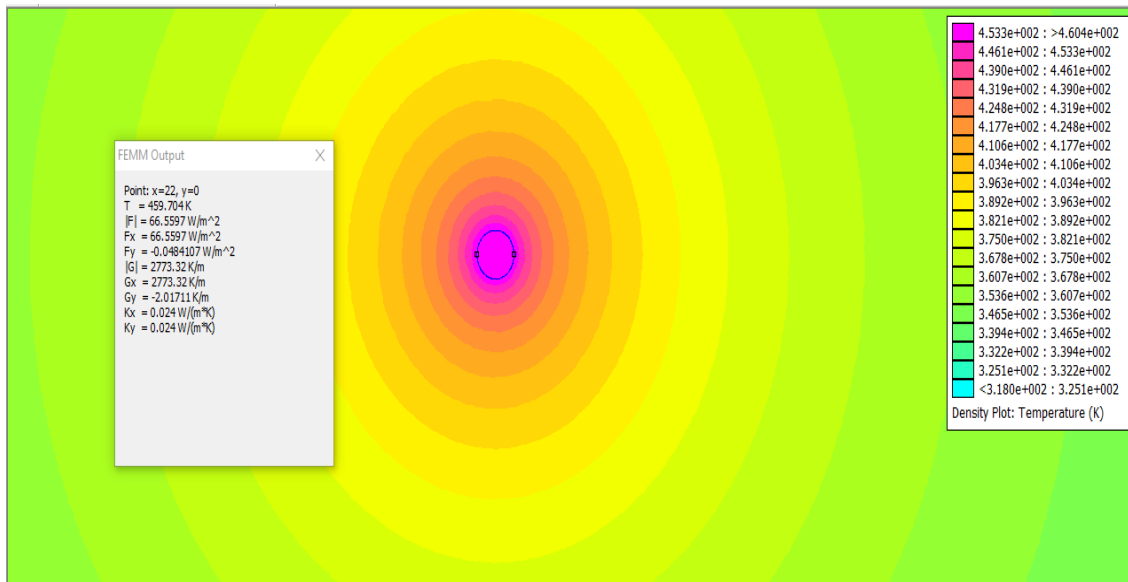


Fig. 15: Distribución de temperatura en las inmediaciones del conductor (ampliado).

La temperatura es mayor cuanto más cerca se está del cable. Llegando hasta aproximadamente 460K en el borde del conductor, es decir 187 °C.

Esta temperatura es apreciablemente inferior a la que pronostica el catálogo del cable para este régimen de funcionamiento (corriente máxima en emergencia). Esto se puede deber a diversos motivos: por un lado el modelo creado en FEMM es bastante simple, no se considera las rugosidad del cable en sus superficie, se considera que es una pieza maciza de aluminio en vez de multitud de hebras trenzadas, se desprecia la existencia de materiales compuestos en su interior etc. Además el aire no convecciona en el modelo, no elevándose una vez se ha calentado. Por otro lado, es posible que la empresa fabricante del cable, 3M, haya querido considerar unas condiciones todavía más adversas para hacer sus cálculos de temperatura máxima, o simplemente haya querido ser muy conservadora en sus resultados y haya aplicado coeficientes de seguridad a sus límites térmicos.

La temperatura calculada es la que se usa en el Anexo I para calcular la flecha máxima bajo condiciones de emergencia con el nuevo cable.

10. Conclusiones.

Del estudio realizado al sustituir el conductor original por el nuevo conductor HTLS, concluyo:

-Con el nuevo cable instalado la línea sería capaz de transportar 267 MW en régimen nominal frente a los 132 MW de la línea original. Esto supone más que duplicar la capacidad de transporte.

cos φ	1	0,95	0,9	0,85	0,8
P_{Máx} Línea Original [MW]	132,905	126,26	119,615	112,969	106,632
P_{Máx} Nueva Línea [MW]	267,041	253,688	240,336	226,984	213,633

Tabla 38: Comparación entre la línea original y la nueva línea de la potencia máxima transportable para distintos factores de potencia.

-La eficiencia de la línea sería incrementada bajo la demanda de potencia máxima de la línea original. No obstante, la nueva configuración de la línea sería menos eficiente trabajando a su potencia máxima.

cos φ	1	0,95	0,9	0,85	0,8
η Línea Original a $P_{M\acute{a}x}$	99,316	99,26	99,21	99,19	98,97
η Nueva Línea a $P_{M\acute{a}x}$	98,41	98,32	98,23	98,12	98,03
η Nueva Línea a $P_{L\acute{i}neaOriginal}$	99,36	99,33	99,3	99,25	99,21

Tabla 39: Comparación entre la línea original y la nueva línea de los rendimientos para distintos factores de potencia.

-El nuevo cable produce una menor flecha bajo las condiciones impuestas por el reglamento.

Cantón 6 -12:

Hipótesis	Flecha máxima viento	Flecha máxima temperatura
Flecha Línea Original [m]	3,87	6,37
Flecha Nueva Línea [m]	2,74	5,64

Tabla 40: Comparación entre la línea original y la nueva línea de las flechas máximas en el vano ideal de regulación del cantón 6 -12.

Cantón 16 - 17:

Hipótesis	Flecha máxima viento	Flecha máxima temperatura
Flecha Línea Original [m]	4,13	6,78
Flecha Nueva Línea [m]	2,96	3,57

Tabla 41: Comparación entre la línea original y la nueva línea de las flechas máximas en el cantón 16 -17.

-Los apoyos originales son válidos para esta modificación de la línea. Dando lugar, por tanto a un importante ahorro económico de llevarse a cabo esta potenciación. Además, habría un importante ahorro de trámites al no tener que aumentar las servidumbres de paso y considerarse este proyecto como una operación de mantenimiento de la línea. [5]

11. Bibliografía.

- [1] [Romero Pau, A. "Línea aérea de alta tensión 132kV s/c para evacuación del parque eólico de "Alcubierre"". 2013. \[último acceso 5/05/2021\]](#)
- [2] [International Energy Agency. "Global energy & CO2 status report". 2018. \[último acceso 18/03/2021\]](#)
- [3] [Kufeoglu, S. Özkuran, M. "Bitcoin mining: A global review of energy and power demand". 2019. \[último acceso 18/03/2021\]](#)
- [4] [Capelli F, Riba J-R, Gonzalez D. "Thermal behavior of energy-efficient substation connectors". 2016. \[último acceso 18/03/2021\]](#)
- [5] [Mateescu, E. Marginean, D. Gheorghita, G. "Uprating a 220 kV Double Circuit Transmission LINE in Romania; Study of the Possible Solutions, Technical and Economic Comparison". 2009. \[último acceso 18/03/2021\]](#)
- [6] [Riba, J-R. Bogarra, S. Gomez, P-A. "Uprating of transmission lines by means of HTLS conductors for a sustainable growth: Challenges, opportunities, and research needs". 2020. \[último acceso 12/03/2021\]](#)
- [7] [IEEE Standard. IEEE Guide for Determining the Effects of High-Temperature Operation on Conductors, Connectors, and Accessories. 2005. \[último acceso 23/03/2021\]](#)
- [8] [Berjzokina, S. Sauhats, A. Vanzovichs, E. "Evaluation of the Profitability of High Temperature Low Sag Conductors". 2013. \[último acceso 26/03/2021\]](#)
- [9] [Mbuli, N. Xezile, R. Motsoeneng, L. "A literature review on capacity uprate of transmission lines: 2008 to 2018". 2019. \[último acceso 3/03/2021\]](#)
- [10] [Kopsidas, K. Rowland, S. "A Performance Analysis of Reconductoring An Overhead Line Structure." 2009. \[último acceso 3/03/2021\]](#)
- [11] [Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias. 2014. \[último acceso 16/06/2021\]](#)
- [12] [Karabay, S. "ACSS/TW aerial high-temperature bare conductors as a remedy for increasing transmission line capacity and determination of processing parameters for manufacturing". 2008. \[último acceso 28/03/2021\]](#)
- [13] [Thrash, F.R. "ACSS/TW-an improved conductor for upgrading existing lines or new construction. 1999". \[último acceso 28/03/2021\]](#)
- [14] [Riba, J-R. Bogarra, S. Gomez, P-A. "Uprating of transmission lines by means of HTLS conductors for a sustainable growth: Challenges, opportunities, and research needs. 2020". \[último acceso 12/03/2021\]](#)
- [15] [Mejía, A-M. "Análisis técnico y económico de repotenciación de líneas de alta tensión en un sistema de subtransmisión". 2008. \[último acceso 18/03/2021\]](#)
- [16] 3M. Aluminum Conductor Composite Reinforced Technical Notebook (477 kcmil family). 2006.

- [17] [3M. Aluminum Conductor Composite Reinforced Technical Notebook \(795 kcmil family\). 2002.](#) [último acceso 10/06/2021]
- [18] 3M. Aluminum Conductor Composite Reinforced Technical Notebook (477 kcmil family) Conductor & Accessory Testing. 2006.
- [19] [Capella, F. Development of high-capacity substation connectors compatible with HTLS technology. 2016.](#) [último acceso 13/06/2021]
- [20] Cooray, V. "The Lightning Flash". (ed) V. Cooray Institutions of Electrical. 2003.
- [21] [BOE. Real Decreto 299/2016, de 22 de julio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a campos electromagnéticos. 2016.](#) [último acceso 13/06/2021]
- [22] "Apoyos normalizados para líneas eléctricas", Catálogo de Apoyos Made, 1ª Edición.
- [23] Simón, P. Garnacho, F. Moreno, J. Gonzáles, A. "Cálculo y diseño de líneas eléctricas de alta tensión. Aplicación al Reglamento de Líneas de Alta Tensión (RLAT)", IBERGACETA PUBLICACIONES, S.L. 1ª Edición, 2011.
- [24] Checa, L. M. "Líneas de transporte de energía", S.A. MARCOMBO, 3ª Edición, 1988.

Anexo I:
Cálculos
justificativos.

Índice.

1. Cálculos eléctricos.....	62
1.1. Cálculos comprobaciones línea original.	62
1.1.1. Cálculo de parámetros de la línea.....	62
1.1.2. Potencias máximas, longitudes térmicas y potencias entregadas a final de línea ante diferentes factores de potencia.	64
1.1.3. Caídas de tensión y rendimientos.....	66
1.2. Cálculos línea con nuevo cable.	70
1.2.1. Cálculo de parámetros de la línea.....	70
1.2.2. Potencias máximas, longitudes térmicas y potencias entregadas a final de línea ante diferentes factores de potencia.	73
1.2.3. Caídas de tensión y rendimientos a plena potencia.	75
1.2.4. Caídas de tensión y rendimientos con potencia de la línea original.....	80
2. Cálculo mecánico.....	86
2.1. Cálculos comprobaciones línea original	86
2.1.1. Cantón 4 comprendido entre los apoyos 6 y 12.	86
2.1.2. Cantón 7 comprendido entre los apoyos 16 y 17.	93
2.2. Cálculos línea con nuevo cable.	101
2.2.1. Cantón 4 comprendido entre los apoyos 6 y 12.	101
2.2.2. Cantón 7 comprendido entre los apoyos 16 y 17.	106
3. Cálculo apoyo 12 con el nuevo cable.	109
3.1. Tensión cables.	109
3.2. Cálculo de eolovanos y gravivanos.	114
3.3. Cálculo de esfuerzos.	114
4. Bibliografía.....	117

1. Cálculos eléctricos.

1.1. Cálculos comprobaciones línea original.

1.1.1. Cálculo de parámetros de la línea.

$$R = 0,1194 \cdot 7,56078 = 0,903 \, \Omega$$

$$DMG = \sqrt[3]{6,33 \cdot 6,33 \cdot 4,04} = 5,45 \, \text{m}$$

$$RMG = 0,0109 \, \text{m}$$

$$RMG' = 0,00849 \, \text{m}$$

$$L_k = \frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{5,45}{0,00849} \cdot 1000 = 0,0012929 \, \text{H/km}$$

$$X_k = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,0012929 = 0,4061833 \, \Omega/\text{km}$$

$$X = 0,4061833 \cdot 7,561 = 3,0712 \, \Omega$$

$$C_k = \frac{2 \cdot \pi \cdot 8,85 \cdot 10^{-12}}{\ln \left(\frac{5,45}{0,0109} \right)} \cdot 1000 = 0,00000000894 \, \text{F/km}$$

$$C = 0,00000000894 \cdot 7,561 = 0,00000006759 \, \text{F}$$

$$B_k = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,00000000894 = 0,00000281 \, \text{S/km}$$

$$B = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,00000006759 = 0,0000212 \, \text{S}$$

$$\bar{Z} = 0,903 + i \cdot 3,0712 \, \Omega$$

$$\bar{Y} = i \cdot 0,0000212 \, \text{S}$$

Los valores del proyecto original y los aquí comprobados son muy similares, aunque guardan cierta diferencia en los valores de capacitancia y susceptancia al haberse calculado por métodos diferentes.

$$\bar{A} = 1 + \frac{(0,903 + i \cdot 3,0712) \cdot (i \cdot 0,0000212)}{2}$$

$$\bar{A} = 0,9999674 + i \cdot 0,0000096$$

$$\bar{B} = (0,903 + i3,0712) \cdot \left(1 + \frac{(0,903 + i3,0712) \cdot i212 \cdot 10^{-7}}{6} \right)$$

$$\bar{B} = 0,9029804 + i \cdot 3,0711695 \Omega$$

$$\bar{C} = i \cdot 0,0000212 \cdot \left(1 + \frac{(0,903 + i \cdot 2,9524) \cdot i \cdot 0,0000212}{6} \right)$$

$$\bar{C} = i \cdot 0,0000212 \text{ s}$$

$$\bar{D} = 1 + \frac{(0,903 + i \cdot 2,9524) \cdot (i \cdot 0,0000212)}{2}$$

$$\bar{D} = 0,9999674 + i \cdot 0,0000096$$

Los valores de la ecuación de propagación son ligeramente diferentes con respecto al proyecto original.

El conductor se trata de un LA-280 HAWK de 281,1 mm² compuesto por un núcleo de 7 hebras de acero recubierto por 26 hebras de aluminio. Por tanto, según el apartado 4.2.1 de la ITC-LAT 07, habrá un factor de corrección de 0,937. En la tabla no aparece la conductividad para esta sección de cable, por tanto hay que interpolar entre las dos más próximas que aparecen.

$$\theta = 2,3 + \frac{2,15-2,3}{300-250} \cdot (281,1 - 250) = 2,2067 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

Por lo que la conductividad será:

$$\theta_r = 0,937 \cdot 2,207 = 2,068 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

Intensidad máxima admisible:

$$I_{Max} = 281,1 \cdot 2,068 = 581,31 \text{ A}$$

1.1.2. Potencias máximas, longitudes térmicas y potencias entregadas a final de línea ante diferentes factores de potencia.

$\cos \varphi = 1$

$$P_{Máx} = \sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3 \cdot 581,31 = 132905316 \text{ W} = 132,905 \text{ MW}$$

$$Me = \frac{0,05 \cdot 132000^2}{0,1194 + 0,4062 \cdot \tan 0} = 7296482000 \text{ W/km} = 7296,48 \text{ MW/km}$$

$$l_{térmica} = \frac{7296,48}{132,905} = 54,9 \text{ km}$$

Al ser la $l_{térmica}$ mayor que la longitud de la línea (7,56 km), se puede transportar la potencia máxima al final de la línea sin que se supere el límite de caída de tensión.

$\cos \varphi = 0,95$

$$P_{Máx} = \sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3 \cdot 581,31 \cdot 0,95 = 126260050 \text{ W}$$

$$P_{Máx} = 126,26 \text{ MW}$$

$$Me = \frac{0,05 \cdot 132000^2}{0,1194 + 0,4062 \cdot \tan(\cos^{-1}(0,95))} = 3444883000 \text{ W/km}$$

$$Me = 3444,883 \text{ MW/km}$$

$$l_{térmica} = \frac{3444,883}{126,26} = 27,28 \text{ km}$$

Al ser la $l_{térmica}$ mayor que la longitud de la línea (7,56 km), se puede transportar la potencia máxima al final de la línea sin que se supere el límite de caída de tensión.

$\cos \varphi = 0,90$

$$P_{Máx} = \sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3 \cdot 581,31 \cdot 0,90 = 119614784 \text{ W} = 119,615 \text{ MW}$$

$$Me = \frac{0,05 \cdot 132000^2}{0,1194 + 0,4062 \cdot \tan(\cos^{-1}(0,90))} = 2755814011 \text{ W/km}$$

$$Me = 2755,814 \text{ MW/km}$$

$$l_{t\acute{e}rmica} = \frac{2755,814}{119,615} = 23,04 \text{ km}$$

Al ser la $l_{t\acute{e}rmica}$ mayor que la longitud de la línea (7,56 km), se puede transportar la potencia máxima al final de la línea sin que se supere el límite de caída de tensión.

Los valores hallados son idénticos a los del proyecto original, donde se calcula exclusivamente para un factor de potencia de 0,9.

$$\cos \varphi = 0,85$$

$$P_{M\acute{a}x} = \sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3 \cdot 581,31 \cdot 0,85 = 112969519 \text{ W} = 112,969 \text{ MW}$$

$$Me = \frac{0,05 \cdot 132000^2}{0,1194 + 0,4062 \cdot \tan(\cos^{-1}(0,85))} = 2347361231 \text{ W/km}$$

$$Me = 2347,361 \text{ MW/km}$$

$$l_{t\acute{e}rmica} = \frac{2347,361}{112,969} = 20,77 \text{ km}$$

Al ser la $l_{t\acute{e}rmica}$ mayor que la longitud de la línea (7,56 km), se puede transportar la potencia máxima al final de la línea sin que se supere el límite de caída de tensión.

$$\cos \varphi = 0,80$$

$$P_{M\acute{a}x} = \sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3 \cdot 581,31 \cdot 0,80 = 106324253 \text{ W} = 106,632 \text{ MW}$$

$$Me = \frac{0,05 \cdot 132000^2}{0,1194 + 0,4062 \cdot \tan(\cos^{-1}(0,80))} = 2054474708 \text{ W/km}$$

$$Me = 2054,447 \text{ MW/km}$$

$$l_{t\acute{e}rmica} = \frac{2054,447}{106,632} = 19,27 \text{ km}$$

Al ser la $l_{t\acute{e}rmica}$ mayor que la longitud de la línea (7,56 km), se puede transportar la potencia máxima al final de la línea sin que se supere el límite de caída de tensión.

1.1.3. Caídas de tensión y rendimientos.

Se supondrá que la línea está entregando su potencia máxima al final de la línea y a 132 kV.

$$\cos \varphi = 1$$

$$\varphi = 0^\circ$$

Despejando la intensidad de la ecuación de la potencia:

$$I_{2f} = \frac{P_2}{3 \cdot U_{2f} \cdot \cos \varphi} = \frac{132905316}{3 \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} \cdot 1} = 581,31 \text{ A}$$

Haciendo uso de las ecuaciones de propagación:

$$\overline{U}_{1f} = \overline{A} \cdot \overline{U}_{2f} + \overline{B} \cdot \overline{I}_{2f}$$

$$\overline{U}_{1f} = (0,9999674 + i \cdot 96 \cdot 10^{-7}) \cdot \frac{132 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} + (0,9029804 + i \cdot 3,0711695) \cdot 581,31 \angle 0^\circ$$

$$\overline{U}_{1f} = 76752 \angle 1,28^\circ \text{ V}$$

$$\Delta V\% = \frac{|\overline{U}_1| - |\overline{U}_2|}{|\overline{U}_1|} \cdot 100 = \frac{76752 - \frac{132000}{\sqrt{3}}}{76754} \cdot 100 = 0,71\%$$

$$\overline{I}_{1f} = \overline{C} \cdot \overline{U}_{2f} + \overline{D} \cdot \overline{I}_{2f}$$

$$\overline{I}_{1f} = i \cdot 212 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,9999674 + i \cdot 96 \cdot 10^{-7}) \cdot 581,31 \angle 0$$

$$\overline{I}_{1f} = 581,31 \angle 0 \text{ A}$$

$$P_1 = 3 \cdot U_{1f} \cdot I_{1f} \cdot \cos \varphi = 3 \cdot 76754 \cdot 581,31 \cdot \cos(1,28 - 0)$$

$$P_1 = 133820202 \text{ W} = 133,820 \text{ MW}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{132905316}{133820202} \cdot 100 = 99,32\%$$

$$\cos \varphi = 0,95$$

$$\varphi = 18,19^\circ$$

Despejando la intensidad de la ecuación de la potencia:

$$I_{2f} = \frac{P_2}{3 \cdot U_{2f} \cdot \cos \varphi} = \frac{126260050}{3 \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} \cdot 0,95} = 581,31 \text{ A}$$

Haciendo uso de las ecuaciones de propagación:

$$\overline{U}_{1f} = \bar{A} \cdot \overline{U}_{2f} + \bar{B} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\overline{U}_{1f} = (0,99999674 + i \cdot 96 \cdot 10^{-7}) \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,9029804 + i \cdot 3,0711695) \cdot 581,31 \angle -18,19^\circ$$

$$\overline{U}_{1f} = 77256 \angle 1,08^\circ \text{ V}$$

$$\Delta V\% = \frac{|\overline{U}_1| - |\overline{U}_2|}{|\overline{U}_1|} \cdot 100 = \frac{77258 - \frac{132000}{\sqrt{3}}}{77258} \cdot 100 = 1,36\%$$

$$\bar{I}_{1f} = \bar{C} \cdot \overline{U}_{2f} + \bar{D} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\bar{I}_{1f} = i212 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,9999967 + i96 \cdot 10^{-7}) \cdot 581,31 \angle -18,2^\circ$$

$$\bar{I}_{1f} = 580,78 \angle -18,03^\circ \text{ A}$$

$$P_1 = 3 \cdot U_{1f} \cdot I_{1f} \cdot \cos \varphi = 3 \cdot 77258 \cdot 580,78 \cdot \cos(1,08 + 18,03)$$

$$P_1 = 127191603 \text{ W} = 127,191 \text{ MW}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{126260050}{127191603} \cdot 100 = 99,26\%$$

$$\cos \varphi = 0,90$$

$$\varphi = 25,84^\circ$$

Despejando la intensidad de la ecuación de la potencia:

$$I_{2f} = \frac{P_2}{3 \cdot U_{2f} \cdot \cos \varphi} = \frac{119614784}{3 \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} \cdot 0,9} = 581,31 \text{ A}$$

Haciendo uso de las ecuaciones de propagación:

$$\overline{U_{1f}} = \bar{A} \cdot \overline{U_{2f}} + \bar{B} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\overline{U_{1f}} = (0,9999674 + i \cdot 96 \cdot 10^{-7}) \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,9029804 + i \cdot 3,0711695) \cdot 581,31 \angle -25,84^\circ$$

$$\overline{U_{1f}} = 77440 \angle 0,97^\circ \text{ V}$$

$$\Delta V\% = \frac{|\overline{U_1}| - |\overline{U_2}|}{|\overline{U_1}|} \cdot 100 = \frac{77442 - \frac{132000}{\sqrt{3}}}{77442} \cdot 100 = 1,59\%$$

$$\bar{I}_{1f} = i \cdot \bar{C} \cdot \overline{U_{2f}} + \bar{D} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\bar{I}_{1f} = i212 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,99996 + i96 \cdot 10^{-7}) \cdot 581,31 \angle -25,84^\circ$$

$$\bar{I}_{1f} = 580,6 \angle -25,67^\circ \text{ A}$$

$$P_1 = 3 \cdot U_{1f} \cdot I_{1f} \cdot \cos \varphi = 3 \cdot 77440 \cdot 580,6 \cdot \cos(0,97 + 25,67)$$

$$P_1 = 120565793 \text{ W} = 120,565 \text{ MW}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{119614784}{120565793} \cdot 100 = 99,21\%$$

$$\cos \varphi = 0,85$$

$$\varphi = 31,79^\circ$$

Despejando la intensidad de la ecuación de la potencia:

$$I_{2f} = \frac{P_2}{3 \cdot U_{2f} \cdot \cos \varphi} = \frac{112969519}{3 \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} \cdot 0,85} = 581,31 \text{ A}$$

Haciendo uso de las ecuaciones de propagación:

$$\overline{U}_{1f} = \bar{A} \cdot \overline{U}_{2f} + \bar{B} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\overline{U}_{1f} = (0,9999674 + i \cdot 96 \cdot 10^{-7}) \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,9029804 + i \cdot 3,0711695) \cdot 581,31 \angle -31,79^\circ$$

$$\overline{U}_{1f} = 77567 \angle 0,87^\circ \text{ V}$$

$$\Delta V\% = \frac{|\overline{U}_1| - |\overline{U}_2|}{|\overline{U}_1|} \cdot 100 = \frac{77570 - \frac{132000}{\sqrt{3}}}{77567} \cdot 100 = 1,75\%$$

$$\bar{I}_{1f} = \bar{C} \cdot \overline{U}_{2f} + \bar{D} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\bar{I}_{1f} = i212 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,99997 + i96 \cdot 10^{-7}) \cdot 581,31 \angle -31,79^\circ$$

$$\bar{I}_{1f} = 580,44 \angle -31,65^\circ \text{ A}$$

$$P_1 = 3 \cdot U_{1f} \cdot I_{1f} \cdot \cos \varphi = 3 \cdot 77567 \cdot 580,44 \cdot \cos(0,87 + 31,65)$$

$$P_1 = 113890929 \text{ W} = 113,89 \text{ MW}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{112969519}{113890929} \cdot 100 = 99,19\%$$

$$\cos \varphi = 0,80$$

$$\varphi = 36,87^\circ$$

Despejando la intensidad de la ecuación de la potencia:

$$I_{2f} = \frac{P_2}{3 \cdot U_{2f} \cdot \cos \varphi} = \frac{106324253}{3 \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} \cdot 0,8} = 581,31 \text{ A}$$

Haciendo uso de las ecuaciones de propagación:

$$\overline{U}_{1f} = \bar{A} \cdot \overline{U}_{2f} + \bar{B} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\overline{U}_{1f} = (0,9999674 + i \cdot 96 \cdot 10^{-7}) \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + \\ + (0,9029804 + i \cdot 3,0711695) \cdot 581,31 \angle -36,87^\circ$$

$$\overline{U}_{1f} = 77665 \angle 0,78^\circ \text{ V}$$

$$\Delta V\% = \frac{|\overline{U}_1| - |\overline{U}_2|}{|\overline{U}_1|} \cdot 100 = \frac{77665 - \frac{132000}{\sqrt{3}}}{77665} \cdot 100 = 1,88\%$$

$$\bar{I}_{1f} = \bar{C} \cdot \bar{U}_{2f} + \bar{D} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\bar{I}_{1f} = i212 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,99997 + i96 \cdot 10^{-7}) \cdot 581,31 \angle -36,87^\circ$$

$$\bar{I}_{1f} = 580,32 \angle -36,74^\circ \text{ A}$$

$$P_1 = 3 \cdot U_{1f} \cdot I_{1f} \cdot \cos \varphi = 3 \cdot 77665 \cdot 581,31 \cdot \cos(0,78 + 36,74)$$

$$P_1 = 107424832 \text{ W} = 107,424 \text{ MW}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{106324253}{107424832} \cdot 100 = 98,97\%$$

1.2. Cálculos línea con nuevo cable.

1.2.1. Cálculo de parámetros de la línea.

$$R = 0,1396 \cdot 7,56078 = 1,0555 \Omega$$

$$DMG = \sqrt[3]{6,33 \cdot 6,33 \cdot 4,04} = 5,45 \text{ m}$$

$$RMG = 0,0109 \text{ m}$$

$$RMG' = 0,00849$$

$$L_k = \frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{5,45}{0,00849} \cdot 1000 = 0,0012929 \text{ H/km}$$

$$X_k = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,0012929 = 0,4061833 \Omega/\text{km}$$

$$X = 0,4061833 \cdot 7,561 = 3,0712 \, \Omega$$

$$C_k = \frac{2 \cdot \pi \cdot 8,85 \cdot 10^{-12}}{\ln\left(\frac{5,45}{0,0109}\right)} \cdot 1000 = 0,00000000894 \, \text{F/km}$$

$$C = 0,00000000894 \cdot 7,561 = 0,00000006759 \, \text{F}$$

$$B_k = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,00000000894 = 0,00000281 \, \text{S/km}$$

$$B = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,00000006759 = 0,0000212 \, \text{S}$$

$$\bar{Z} = 1,0555 + i \cdot 3,0712 \, \Omega$$

$$\bar{Y} = i \cdot 0,0000212 \, \text{S}$$

$$\bar{A} = 1 + \frac{(1,0555 + i \cdot 3,0712) \cdot (i \cdot 212 \cdot 10^{-7})}{2} = 0,99997 + i \cdot 112 \cdot 10^{-7}$$

$$\bar{B} = (1,0555 + i \cdot 3,0712) \cdot \left(1 + \frac{(1,0555 + i \cdot 3,0712) \cdot i \cdot 0,0000212}{6}\right)$$

$$\bar{B} = 1,0554771 + i \cdot 3,0711706 \, \Omega$$

$$\bar{C} = i \cdot 0,0000212 \cdot \left(1 + \frac{(1,0555 + i \cdot 3,0712) \cdot i \cdot 0,0000212}{6}\right)$$

$$\bar{C} = i \cdot 0,0000212 \, \text{S}$$

$$\bar{D} = 1 + \frac{(1,0555 + i \cdot 3,0712) \cdot (i \cdot 0,0000212)}{2}$$

$$\bar{D} = 0,9999674 + i \cdot 0,0000112$$

El conductor está compuesto por un núcleo de 7 hebras de compuesto de aluminio recubierto por 26 hebras de aluminio conductor. En la tabla no aparece la conductividad para esta sección de cable, por tanto hay que interpolar entre las dos más próximas que aparecen.

Además, al ser un conductor no convencional, el apartado 4.2.1 de la ITC-LAT 07 indica que se debe aplicar un factor de corrección:

$$\sqrt{\frac{1,724}{\rho}}$$

Siendo ρ la resistividad a 20°C expresada en microohmios·centímetro, y multiplicarlo a la densidad de corriente fijada en la tabla 11 para esa sección de cobre. Por tanto:

$$\theta = 2,9 + \frac{2,75-2,9}{300-250} \cdot (281 - 250) = 2,807 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

$$\theta_r = 2,807 \cdot \sqrt{\frac{1,724}{0,1138}} = 10,925 [\text{A/mm}^2]$$

Intensidad máxima admisible:

$$I_{Max} = 281,1 \cdot 10,925 = 3071 \text{ A}$$

Cabe señalar que aunque esto es lo que permite la norma, el fabricante señala como intensidad máxima en condiciones normales 1168 A y 1254 A en situaciones de emergencia, por lo que será este valor el que se usará a lo largo del estudio.

Propiedades Físicas	Unidad	Partridge 267	Ostrich 300	Linnet 336	Ibis 397	Hawk 477
Nombre		ACCR_257-T16	ACCR_297-T16	ACCR_340-T16	ACCR_405-T16	ACCR_470-T16
Formación		26/7	26/7	26/7	26/7	26/7
Diámetro						
Alambre Indiv. Alma	mm	2,0	2,1	2,3	2,5	2,7
Alambre Indiv. Al-Zr	mm	2,5	2,7	2,9	3,2	3,4
Total del Alma	mm	5,9	6,3	6,8	7,4	8,0
Total del Conductor	mm	16,0	17,2	18,4	20,1	21,6
Sección						
Aluminio-Circonio	mm²	130	150	172	205	238
Total	mm²	152	175	200	239	277
Peso						
Alma	Kg/m	0,074	0,085	0,098	0,116	0,134
Aluminio-Circonio	Kg/m	0,361	0,416	0,476	0,568	0,659
Peso Total	Kg/m	0,435	0,501	0,574	0,684	0,793
Carga de Rotura	Kgf	4.763	5.489	6.305	7.484	8.709
Expansión Térmica						
Alma	10 ⁻⁶ /°C	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Aluminio-Circonio	10 ⁻⁶ /°C	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Conductor	10 ⁻⁶ /°C	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7
Capacidad Calorífica						
Alma	W-sec/m-°C	24	28	32	38	44
Aluminio-Circonio	W-sec/m-°C	345	398	455	542	629

Propiedades Eléctricas						
Resistencia Eléctrica						
CC @ 20°C	ohms/km	0,2105	0,1826	0,1596	0,1338	0,1153
CA @ 25°C	ohms/km	0,2155	0,1870	0,1634	0,1369	0,1180
CA @ 50°C	ohms/km	0,2368	0,2055	0,1795	0,1505	0,1297
CA @ 75°C	ohms/km	0,2582	0,2240	0,1957	0,1640	0,1414
CA @ 100°C	ohms/km	0,2795	0,2425	0,2119	0,1776	0,1530
CA @ 210°C	ohms/km	0,3734	0,3239	0,2830	0,2373	0,2045
CA @ 240°C*	ohms/km	0,3990	0,3461	0,3024	0,2535	0,2185
Radio Medio Geométrico	mm	6,50	6,97	7,46	8,15	8,78
Reactancia (0,3048 m, 60hz)						
Inductiva X _a	ohms/km	0,2902	0,2848	0,2797	0,2731	0,2675
Capacitiva X _a	Mohms-km	0,1737	0,1704	0,1671	0,1629	0,1594
Ampacidad						
210° C	A	783	863	942	1.059	1.168
240°C*	A	839	944	1.011	1.136	1.254

Tabla 1: Características del nuevo cable. [1]

1.2.2. Potencias máximas, longitudes térmicas y potencias entregadas a final de línea ante diferentes factores de potencia.

$$\cos \varphi = 1$$

$$P_{M\acute{a}x} = \sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3 \cdot 1168 = 267040665 \text{ W} = 267,041 \text{ MW}$$

$$Me = \frac{0,05 \cdot 132000^2}{0,1396 + 0,4062 \cdot \tan 0} = 6240687679 \text{ W/km} = 6240,687 \text{ MW/km}$$

$$l_{t\acute{e}rmica} = \frac{6240,687}{267,041} = 23,37 \text{ km}$$

Al ser la $l_{t\acute{e}rmica}$ mayor que la longitud de la línea (7,56 km), se puede transportar la potencia máxima al final de la línea sin que se supere el límite de caída de tensión.

$\cos \varphi = 0,95$

$$P_{M\acute{a}x} = \sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3 \cdot 1168 \cdot 0,95 = 253688632 \text{ W} = 253,688 \text{ MW}$$

$$Me = \frac{0,05 \cdot 132000^2}{0,1396 + 0,4062 \cdot \tan(\cos^{-1}(0,95))} = 3189906147 \text{ W/km}$$

$$Me = 3189,91 \text{ MW/km}$$

$$l_{t\acute{e}rmica} = \frac{3189,91}{253,688} = 12,57 \text{ km}$$

Al ser la $l_{t\acute{e}rmica}$ mayor que la longitud de la línea (7,56 km), se puede transportar la potencia máxima al final de la línea sin que se supere el límite de caída de tensión.

$\cos \varphi = 0,90$

$$P_{M\acute{a}x} = \sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3 \cdot 1168 \cdot 0,90 = 240336599 \text{ W} = 240,336 \text{ MW}$$

$$Me = \frac{0,05 \cdot 132000^2}{0,1396 + 0,4062 \cdot \tan(\cos^{-1}(0,90))} = 2590300462 \text{ W/km}$$

$$Me = 2590,3 \text{ MW/km}$$

$$l_{t\acute{e}rmica} = \frac{2590,3}{240,336} = 10,78 \text{ km}$$

Al ser la $l_{t\acute{e}rmica}$ mayor que la longitud de la línea (7,56 km), se puede transportar la potencia máxima al final de la línea sin que se supere el límite de caída de tensión.

$\cos \varphi = 0,85$

$$P_{M\acute{a}x} = \sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3 \cdot 1168 \cdot 0,85 = 226984566 \text{ W} = 226,984 \text{ MW}$$

$$Me = \frac{0,05 \cdot 132000^2}{0,1396 + 0,4062 \cdot \tan(\cos^{-1}(0,85))} = 2226196314 \text{ W/km}$$

$$Me = 2226,196 \text{ MW/km}$$

$$l_{\text{térmica}} = \frac{2226,196}{226,984} = 9,81 \text{ km}$$

Al ser la $l_{\text{térmica}}$ mayor que la longitud de la línea (7,56 km), se puede transportar la potencia máxima al final de la línea sin que se supere el límite de caída de tensión.

$$\cos \varphi = 0,80$$

$$P_{\text{Máx}} = \sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3 \cdot 1168 \cdot 0,80 = 213632532 \text{ W} = 213,633 \text{ MW}$$

$$Me = \frac{0,05 \cdot 132000^2}{0,1396 + 0,4062 \cdot \tan(\cos^{-1}(0,80))} = 1961057963 \text{ W/km}$$

$$Me = 1961,058 \text{ MW/km}$$

$$l_{\text{térmica}} = \frac{1961,058}{213,633} = 9,17 \text{ km}$$

Al ser la $l_{\text{térmica}}$ mayor que la longitud de la línea (7,56 km), se puede transportar la potencia máxima al final de la línea sin que se supere el límite de caída de tensión.

1.2.3. Caídas de tensión y rendimientos a plena potencia.

Se supondrá que la línea está entregando su potencia máxima al final de la línea y a 132 kV.

$$\cos \varphi = 1$$

$$\varphi = 0^\circ$$

Despejando la intensidad de la ecuación de la potencia:

$$I_{2f} = \frac{P_2}{3 \cdot U_{2f} \cdot \cos \varphi} = \frac{267040665}{3 \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} \cdot 1} = 1168 \text{ A}$$

Haciendo uso de las ecuaciones de propagación:

$$\overline{U_{1f}} = \overline{A} \cdot \overline{U_{2f}} + \overline{B} \cdot \overline{I_{2f}}$$

$$\overline{U}_{1f} = (0,9999674 + i \cdot 112 \cdot 10^{-7}) \cdot \frac{132 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} + (1,0554771 + i \cdot 3,0711706) \cdot 1168 \angle 0^\circ$$

$$\overline{U}_{1f} = 77524 \angle 2,65^\circ \text{ V}$$

$$\Delta V\% = \frac{|\overline{U}_1| - |\overline{U}_2|}{|\overline{U}_1|} \cdot 100 = \frac{77524 - \frac{132000}{\sqrt{3}}}{77524} \cdot 100 = 1,69\%$$

$$\bar{I}_{1f} = \bar{C} \cdot \bar{U}_{2f} + \bar{D} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\bar{I}_{1f} = i \cdot 212 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,9999674 + i \cdot 112 \cdot 10^{-7}) \cdot 1168 \angle 0$$

$$\bar{I}_{1f} = 1168 \angle 0 \text{ A}$$

$$P_1 = 3 \cdot U_{1f} \cdot I_{1f} \cdot \cos \varphi = 3 \cdot 77524 \cdot 1168 \cdot \cos(2,65 - 0) = 271353601 \text{ W}$$

$$P_1 = 271,354 \text{ MW}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{267040665}{271353601} \cdot 100 = 98,41\%$$

$$\cos \varphi = 0,95$$

$$\varphi = 18,19^\circ$$

Despejando la intensidad de la ecuación de la potencia:

$$I_{2f} = \frac{P_2}{3 \cdot U_{2f} \cdot \cos \varphi} = \frac{253688632}{3 \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} \cdot 0,95} = 1168 \text{ A}$$

Haciendo uso de las ecuaciones de propagación:

$$\overline{U}_{1f} = \bar{A} \cdot \bar{U}_{2f} + \bar{B} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\overline{U}_{1f} = (0,9999674 + i \cdot 112 \cdot 10^{-7}) \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (1,0554771 + i \cdot 3,0711706) \cdot 1168 \angle -18,19^\circ$$

$$\overline{U_{1f}} = 78557 \angle 2,21^\circ \text{ V}$$

$$\Delta V\% = \frac{|\overline{U_1}| - |\overline{U_2}|}{|\overline{U_1}|} \cdot 100 = \frac{78557 - \frac{132000}{\sqrt{3}}}{78557} \cdot 100 = 2,99\%$$

$$\bar{I}_{1f} = \bar{C} \cdot \bar{U}_{2f} + \bar{D} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\bar{I}_{1f} = i212 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,999967 + i112 \cdot 10^{-7}) \cdot 1168 \angle -18,19^\circ$$

$$\bar{I}_{1f} = 1167,46 \angle -18,11^\circ \text{ A}$$

$$P_1 = 3 \cdot U_{1f} \cdot I_{1f} \cdot \cos \varphi = 3 \cdot 78557 \cdot 1167,46 \cdot \cos(2,21 + 18,11)$$

$$P_1 = 258014111 \text{ W} = 258,014 \text{ MW}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{253688632}{258014111} \cdot 100 = 98,32\%$$

$$\cos \varphi = 0,90$$

$$\varphi = 25,84^\circ$$

Despejando la intensidad de la ecuación de la potencia:

$$I_{2f} = \frac{P_2}{3 \cdot U_{2f} \cdot \cos \varphi} = \frac{240336599}{3 \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} \cdot 0,9} = 1168 \text{ A}$$

Haciendo uso de las ecuaciones de propagación:

$$\overline{U_{1f}} = \bar{A} \cdot \bar{U}_{2f} + \bar{B} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\overline{U_{1f}} = (0,9999674 + i \cdot 112 \cdot 10^{-7}) \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (1,0554771 + i \cdot 3,0711706) \cdot 1168 \angle -25,84^\circ$$

$$\overline{U_{1f}} = 78927 \angle 1,95^\circ \text{ V}$$

$$\Delta V\% = \frac{|\overline{U_1}| - |\overline{U_2}|}{|\overline{U_1}|} \cdot 100 = \frac{78927 - \frac{132000}{\sqrt{3}}}{78927} \cdot 100 = 3,44\%$$

$$\bar{I}_{1f} = i \cdot \bar{C} \cdot \bar{U}_{2f} + \bar{D} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\bar{I}_{1f} = i212 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,99997 + i112 \cdot 10^{-7}) \cdot 1168 \angle -25,84^\circ$$

$$\bar{I}_{1f} = 1167,26 \angle -25,77^\circ \text{ A}$$

$$P_1 = 3 \cdot U_{1f} \cdot I_{1f} \cdot \cos \varphi = 3 \cdot 78927 \cdot 1167,26 \cdot \cos(1,95 + 25,77)$$

$$P_1 = 244664647 \text{ W} = 244,665 \text{ MW}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{240336599}{244664647} \cdot 100 = 98,23\%$$

$$\cos \varphi = 0,85$$

$$\varphi = 31,79^\circ$$

Despejando la intensidad de la ecuación de la potencia:

$$I_{2f} = \frac{P_2}{3 \cdot U_{2f} \cdot \cos \varphi} = \frac{226984566}{3 \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} \cdot 0,85} = 1168 \text{ A}$$

Haciendo uso de las ecuaciones de propagación:

$$\bar{U}_{1f} = \bar{A} \cdot \bar{U}_{2f} + \bar{B} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\bar{U}_{1f} = (0,9999674 + i \cdot 112 \cdot 10^{-7}) \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (1,0554771 + i \cdot 3,0711706) \cdot 1168 \angle -31,79^\circ$$

$$\bar{U}_{1f} = 79182 \angle 1,74^\circ \text{ V}$$

$$\Delta V\% = \frac{|\bar{U}_1| - |\bar{U}_2|}{|\bar{U}_1|} \cdot 100 = \frac{79182 - \frac{132000}{\sqrt{3}}}{79182} \cdot 100 = 3,75\%$$

$$\bar{I}_{1f} = \bar{C} \cdot \bar{U}_{2f} + \bar{D} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\bar{I}_{1f} = i212 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,999967 + i112 \cdot 10^{-7}) \cdot 1168 \angle -31,79^\circ$$

$$\bar{I}_{1f} = 1167,11 \angle -31,71^\circ \text{ A}$$

$$P_1 = 3 \cdot U_{1f} \cdot I_{1f} \cdot \cos \varphi = 3 \cdot 79182 \cdot 1167,11 \cdot \cos(1,74 + 31,71)$$

$$P_1 = 213321880 \text{ W} = 213,322 \text{ MW}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{226984566}{213321880} \cdot 100 = 98,12\%$$

$$\cos \varphi = 0,80$$

$$\varphi = 36,87^\circ$$

Despejando la intensidad de la ecuación de la potencia:

$$I_{2f} = \frac{P_2}{3 \cdot U_{2f} \cdot \cos \varphi} = \frac{213632532}{3 \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} \cdot 0,8} = 1168 \text{ A}$$

Haciendo uso de las ecuaciones de propagación:

$$\overline{U}_{1f} = \bar{A} \cdot \bar{U}_{2f} + \bar{B} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\overline{U}_{1f} = (0,9999674 + i \cdot 112 \cdot 10^{-7}) \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (1,0554771 + i \cdot 3,0711706) \cdot 1168 \angle -36,87^\circ$$

$$\overline{U}_{1f} = 79375 \angle 1,54^\circ \text{ V}$$

$$\Delta V\% = \frac{|\overline{U}_1| - |\overline{U}_2|}{|\overline{U}_1|} \cdot 100 = \frac{79375 - \frac{132000}{\sqrt{3}}}{79375} \cdot 100 = 3,98\%$$

$$\bar{I}_{1f} = \bar{C} \cdot \bar{U}_{2f} + \bar{D} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\bar{I}_{1f} = i212 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,999967 + i112 \cdot 10^{-7}) \cdot 1168 \angle -36,87^\circ$$

$$\bar{I}_{1f} = 1167 \angle -36,81^\circ \text{ A}$$

$$P_1 = 3 \cdot U_{1f} \cdot I_{1f} \cdot \cos \varphi = 3 \cdot 79375 \cdot 1167 \cdot \cos(1,54 + 36,81)$$

$$P_1 = 217932594 \text{ W} = 217,932 \text{ MW}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{213632532}{217932594} \cdot 100 = 98,03\%$$

1.2.4. Caídas de tensión y rendimientos con potencia de la línea original.

Se supondrá que la línea potenciada está entregando la potencia máxima de la línea original al final de la línea y a 132 kV.

Al estar la línea trabajando a una potencia menor de su potencia máxima, la temperatura del cable no será la correspondiente a ese régimen de potencia (240°C), si no que será mucho menor. Al funcionar a una temperatura menor, la resistividad del conductor será menor. Cambiando por tanto la impedancia de la línea y haciendo necesario recalcular los parámetros de las ecuaciones de propagación. Se estima la temperatura de los conductores a 20°C, que es la temperatura a la que se comprobó la línea original.

$$R = 0,1138 \cdot 7,56078 = 0,8404 \Omega$$

$$DMG = \sqrt[3]{6,33 \cdot 6,33 \cdot 4,04} = 5,45 \text{ m}$$

$$RMG = 0,0109 \text{ m}$$

$$RMG' = 0,00849 \text{ m}$$

$$L_k = \frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{5,45}{0,00849} \cdot 1000 = 0,0012929 \text{ H/km}$$

$$X_k = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,0012929 = 0,4061833 \Omega/\text{km}$$

$$X = 0,4061833 \cdot 7,561 = 3,0712 \Omega$$

$$C_k = \frac{2 \cdot \pi \cdot 8,85 \cdot 10^{-12}}{\ln \left(\frac{5,45}{0,0109} \right)} \cdot 1000 = 0,00000000894 \text{ F/km}$$

$$C = 0,00000000894 \cdot 7,561 = 0,00000006759 \text{ F}$$

$$B_k = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,00000000894 = 0,00000281 \text{ S/km}$$

$$B = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,00000006759 = 0,0000212 \text{ S}$$

$$\bar{Z} = 0,8404 + i \cdot 3,0712 \Omega$$

$$\bar{Y} = i \cdot 0,0000212 \text{ S}$$

$$\bar{A} = 1 + \frac{(0,8404 + i \cdot 3,0712) \cdot (i \cdot 0,0000212)}{2}$$

$$\bar{A} = 0,9999674 + i \cdot 0,0000089$$

$$\bar{B} = (0,8404 + i \cdot 3,0712) \cdot \left(1 + \frac{(0,8404 + i \cdot 3,0712) \cdot i \cdot 0,0000212}{6} \right)$$

$$\bar{B} = 0,8403576 + i \cdot 3,0711706$$

$$\bar{C} = i \cdot 0,0000212 \cdot \left(1 + \frac{(0,8404 + i \cdot 3,0712) \cdot i \cdot 0,0000212}{6} \right)$$

$$\bar{C} = i \cdot 0,0000212$$

$$\bar{D} = 1 + \frac{(0,8404 + i \cdot 3,0712) \cdot (i \cdot 0,0000212)}{2}$$

$$\bar{D} = 0,9999674 + i \cdot 0,0000089$$

Una vez obtenidos se procede al cálculo de caídas de tensión y rendimientos.

$$\cos \varphi = 1$$

$$\varphi = 1^\circ$$

Despejando la intensidad de la ecuación de la potencia:

$$I_{2f} = \frac{P_2}{3 \cdot U_{2f} \cdot \cos \varphi} = \frac{132905316}{3 \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} \cdot 1} = 581,31 \text{ A}$$

Haciendo uso de las ecuaciones de propagación:

$$\overline{U}_{1f} = \bar{A} \cdot \overline{U}_{2f} + \bar{B} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\overline{U}_{1f} = (0,9999674 + i \cdot 89 \cdot 10^{-7}) \cdot \frac{132 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} + (0,8403576 + i \cdot 3,0711706) \cdot 581,31 \angle 0^\circ$$

$$\overline{U}_{1f} = 76717 \angle 1,33^\circ \text{ V}$$

$$\Delta V\% = \frac{|\overline{U}_1| - |\overline{U}_2|}{|\overline{U}_1|} \cdot 100 = \frac{76717 - \frac{132000}{\sqrt{3}}}{76717} \cdot 100 = 0,66 \%$$

$$\bar{I}_{1f} = \bar{C} \cdot \overline{U}_{2f} + \bar{D} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\bar{I}_{1f} = i \cdot 212 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,9999674 + i \cdot 89 \cdot 10^{-7}) \cdot 581,31 \angle 0$$

$$\bar{I}_{1f} = 581,29 \angle 0,16 \text{ A}$$

$$P_1 = 3 \cdot U_{1f} \cdot I_{1f} \cdot \cos \varphi = 3 \cdot 76717 \cdot 581,29 \cdot \cos(1,33 - 0,16)$$

$$P_1 = 133,756 \text{ MW}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{132905316}{133756582} \cdot 100 = 99,36\%$$

$$\cos \varphi = 0,95$$

$$\varphi = 18,19$$

Despejando la intensidad de la ecuación de la potencia:

$$I_{2f} = \frac{P_2}{3 \cdot U_{2f} \cdot \cos \varphi} = \frac{126260050}{3 \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} \cdot 0,95} = 581,31 \text{ A}$$

Haciendo uso de las ecuaciones de propagación:

$$\overline{U}_{1f} = \bar{A} \cdot \overline{U}_{2f} + \bar{B} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\overline{U}_{1f} = (0,9999674 + i \cdot 89 \cdot 10^{-7}) \cdot \frac{132 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} + (0,8403576 + i \cdot 3,0711706) \cdot 581,31 \angle -18,19^\circ$$

$$\overline{U}_{1f} = 77245 \angle 1,15^\circ \text{ V}$$

$$\Delta V\% = \frac{|\overline{U}_1| - |\overline{U}_2|}{|\overline{U}_1|} \cdot 100 = \frac{77245 - \frac{132000}{\sqrt{3}}}{77245} \cdot 100 = 1,34 \%$$

$$\bar{I}_{1f} = \bar{C} \cdot \overline{U}_{2f} + \bar{D} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\bar{I}_{1f} = i212 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,999967 + i89 \cdot 10^{-7}) \cdot 581,31 \angle -18,19$$

$$\bar{I}_{1f} = 580,79 \angle -18,04 \text{ A}$$

$$P_1 = 3 \cdot U_{1f} \cdot I_{1f} \cdot \cos \varphi = 3 \cdot 77245 \cdot 580,79 \cdot \cos(1,15 + 18,04)$$

$$P_1 = 127220745 \text{ W} = 133,756 \text{ MW}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{126260050}{127220745} \cdot 100 = 99,33\%$$

$$\cos \varphi = 0,90$$

$$\varphi = 25,84$$

Despejando la intensidad de la ecuación de la potencia:

$$I_{2f} = \frac{P_2}{3 \cdot U_{2f} \cdot \cos \varphi} = \frac{119614784}{3 \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} \cdot 0,9} = 581,31 \text{ A}$$

Haciendo uso de las ecuaciones de propagación:

$$\overline{U}_{1f} = \bar{A} \cdot \overline{U}_{2f} + \bar{B} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\overline{U}_{1f} = (0,9999674 + i \cdot 89 \cdot 10^{-7}) \cdot \frac{132 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} + \\ + (0,8403576 + i \cdot 3,0711706) \cdot 581,31 \angle -25,84^\circ$$

$$\overline{U}_{1f} = 77438 \angle 1,03^\circ \text{ V}$$

$$\Delta V\% = \frac{|\overline{U}_1| - |\overline{U}_2|}{|\overline{U}_1|} \cdot 100 = \frac{77438 - \frac{132000}{\sqrt{3}}}{77438} \cdot 100 = 1,58\%$$

$$\bar{I}_{1f} = \bar{C} \cdot \bar{U}_{2f} + \bar{D} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\bar{I}_{1f} = i212 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,999967 + i89 \cdot 10^{-7}) \cdot 581,31 \angle -25,84$$

$$\bar{I}_{1f} = 580,58 \angle -25,7 \text{ A}$$

$$P_1 = 3 \cdot U_{1f} \cdot I_{1f} \cdot \cos \varphi = 3 \cdot 77438 \cdot 580,58 \cdot \cos(1,03 + 25,7)$$

$$P_1 = 120463381 \text{ W} = 120,463 \text{ MW}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{119614784}{120463381} \cdot 100 = 99,3\%$$

$$\cos \varphi = 0,85$$

$$\varphi = 31,79$$

Despejando la intensidad de la ecuación de la potencia:

$$I_{2f} = \frac{P_2}{3 \cdot U_{2f} \cdot \cos \varphi} = \frac{112969519}{3 \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} \cdot 0,85} = 581,31 \text{ A}$$

Haciendo uso de las ecuaciones de propagación:

$$\overline{U}_{1f} = \bar{A} \cdot \bar{U}_{2f} + \bar{B} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\overline{U}_{1f} = (0,9999674 + i \cdot 89 \cdot 10^{-7}) \cdot \frac{132 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} + \\ + (0,8403576 + i \cdot 3,0711706) \cdot 581,31 \angle -31,79^\circ$$

$$\overline{U_{1f}} = 77574 \angle 0,93^\circ \text{ V}$$

$$\Delta V\% = \frac{|\overline{U_1}| - |\overline{U_2}|}{|\overline{U_1}|} \cdot 100 = \frac{77574 - \frac{132000}{\sqrt{3}}}{77574} \cdot 100 = 1,76\%$$

$$\bar{I}_{1f} = \bar{C} \cdot \bar{U}_{2f} + \bar{D} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\bar{I}_{1f} = i212 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,999967 + i89 \cdot 10^{-7}) \cdot 581,31 \angle -31,79$$

$$\bar{I}_{1f} = 580,44 \angle -31,65 \text{ A}$$

$$P_1 = 3 \cdot U_{1f} \cdot I_{1f} \cdot \cos \varphi = 3 \cdot 77574 \cdot 580,44 \cdot \cos(0,93 + 31,65)$$

$$P_1 = 113824842 \text{ W} = 113,824 \text{ MW}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{112969519}{113824842} \cdot 100 = 99,25 \%$$

$$\cos \varphi = 0,80$$

$$\varphi = 36,87^\circ$$

Despejando la intensidad de la ecuación de la potencia:

$$I_{2f} = \frac{P_2}{3 \cdot U_{2f} \cdot \cos \varphi} = \frac{106324253}{3 \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} \cdot 0,8} = 581,31 \text{ A}$$

Haciendo uso de las ecuaciones de propagación:

$$\overline{U_{1f}} = \bar{A} \cdot \bar{U}_{2f} + \bar{B} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\overline{U_{1f}} = (0,9999674 + i \cdot 89 \cdot 10^{-7}) \cdot \frac{132 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} + (0,8403576 + i \cdot 3,0711706) \cdot 581,31 \angle -36,87^\circ$$

$$\overline{U_{1f}} = 77678 \angle 0,84^\circ \text{ V}$$

$$\Delta V\% = \frac{|\overline{U_1}| - |\overline{U_2}|}{|\overline{U_1}|} \cdot 100 = \frac{77678 - \frac{132000}{\sqrt{3}}}{77678} \cdot 100 = 1,89\%$$

$$\bar{I}_{1f} = \bar{C} \cdot \bar{U}_{2f} + \bar{D} \cdot \bar{I}_{2f}$$

$$\bar{I}_{1f} = i212 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{132000}{\sqrt{3}} + (0,999967 + i89 \cdot 10^{-7}) \cdot 581,31 \angle -36,87$$

$$\bar{I}_{1f} = 580,32 \angle -36,74 \text{ A}$$

$$P_1 = 3 \cdot U_{1f} \cdot I_{1f} \cdot \cos \varphi = 3 \cdot 77678 \cdot 580,32 \cdot \cos(0,84 + 36,74)$$

$$P_1 = 107173524 \text{ W} = 107,173 \text{ MW}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{106324253}{107173524} \cdot 100 = 99,21\%$$

2. Cálculo mecánico.

2.1. Cálculos comprobaciones línea original.

2.1.1. Cantón 4 comprendido entre los apoyos 6 y 12.

a) Cable conductor.

$$a_r = \sqrt{\frac{275,94^3 + 289,47^3 + 295,64^3 + 288,94^3 + 229,45^3 + 306,65^3}{275,94 + 289,47 + 295,64 + 288,94 + 229,45 + 306,65}} = 284,158 \text{ m}$$

$$T_{m\acute{a}x} = \frac{86200}{3} = 28733,3 \text{ N}$$

1) Hipótesis reglamentaria de máxima tracción: Hipótesis I viento.

$$\theta_1 = -5^\circ \text{C}$$

$$T_1 = T_{m\acute{a}x} = 28733,3 \text{ N}$$

$$F_v = 50 \cdot 10 \cdot 21,8 \cdot 10^{-3} = 10,9 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

$$m_1 = \frac{\sqrt{(0,977 \cdot 9,8)^2 + 10,9^2}}{(0,977 \cdot 9,8)} = 1,5152$$

$$K = \frac{281 \cdot 10^{-6} \cdot 77 \cdot 10^9 \cdot 284,158^2 (0,977 \cdot 9,8)^2}{24}$$

$$K = 6,6733 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$A_{\theta_2} = \frac{6,6733 \cdot 10^{12} \cdot 1,5152^2}{28733,3^2} +$$

$$+ 18,9 \cdot 10^{-6} (\theta_2 + 5) \cdot 281 \cdot 10^{-6} \cdot 77 \cdot 10^9 - 28733,3 \text{ N}$$

$$A_{\theta_2} = -10176 + 409,08 (\theta_2 + 5) \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 6,6733 \cdot 10^{12} \cdot m_2^2 \text{ N}^3$$

2) Hipótesis II de tracción de cada día TCD.

$$m_2 = 1$$

$$\theta_2 = 15^\circ \text{C}$$

$$A_{\theta_2} = -10176 + 409,08 (15 + 5) = -1994,4 \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 6,6733 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 1994,4) = 6,6733 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 19515,78 \text{ N}$$

El reglamento en el apartado 3.2.2 de la ITC-LAT 07 recomienda que a 15 °C la tensión no supere el 22% de la carga de rotura si hay un estudio de amortiguamiento, o bien un 15% si no se instalan amortiguadores.

$$\frac{T_2}{T_{rotura}} \cdot 100 = \frac{19515,78}{86200} \cdot 100 = 22,64\%$$

No cumple, por tanto se debe destensar. Las condiciones de EDS son más restrictivas que las de viento. Por tanto EDS impondrá ahora la nueva ecuación de cambio de condiciones.

3) Hipótesis reglamentaria de máxima tracción: Hipótesis I de TCD.

$$\theta_1 = 15^\circ \text{C}$$

$$m_1 = 1$$

$$T_1 = T_{m\acute{a}x\ EDS} = T_{rotura} \cdot 0,22 = 86200 \cdot 0,22 = 18964\text{N}$$

$$K = \frac{281 \cdot 10^{-6} \cdot 77 \cdot 10^9 \cdot 284,16^2 \cdot (0,977 \cdot 9,8)^2}{24}$$

$$K = 6,6733 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$A_{\theta_2} = \frac{6,6733 \cdot 10^{12} \cdot 1^2}{18964^2} + \\ + 18,9 \cdot 10^{-6} (\theta_2 - 15) \cdot 281 \cdot 10^{-6} \cdot 77 \cdot 10^9 - 18964 \text{ N}$$

$$A_{\theta_2} = -407,88 + 409,08 (\theta_2 - 15) \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 6,6733 \cdot 10^{12} \text{ m}_2^2 \text{ N}^3$$

4) Hipótesis de viento.

$$m_2 = 1,5152$$

$$\theta_2 = -5^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta_2} = -407,88 + 409,08 (-5 - 15) = -8589,48 \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 6,6733 \cdot 10^{12} \cdot 1,5152^2 \text{ N}^3 = 1,532 \cdot 10^{13} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 8589,48) = 1,532 \cdot 10^{13}$$

$$T_2 = 28054 \text{ N}$$

Por tanto el coeficiente de seguridad es:

$$CS = \frac{86200}{28054} = 3,07$$

Muy cercano al 3,17 del proyecto original. Se observa por tanto que el proyecto original cumplía con lo dispuesto en el reglamento, quedando pendiente el estudio de amortiguaciones.

b) Flechas máximas cable conductor:

1) Hipótesis de viento

$$m_2 = 1,5152$$

$$\theta_2 = 15^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta 2} = -407,88 + 409,08(15 - 15) = -407,88 \text{ N}$$

$$B_{m2} = 6,6733 \cdot 10^{12} \cdot 1,5152^2 \text{ N}^3 = 1,532 \cdot 10^{13} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 407,88) = 1,532 \cdot 10^{13}$$

$$T_2 = 24973 \text{ N}$$

$$h_2 = \frac{24973}{1,5152 \cdot 0,977 \cdot 9,8} = 1721,39 \text{ m}$$

$$f = \frac{284,16^2}{8 \cdot 1721,39} = 5,86 \text{ m}$$

$$\beta = \tan^{-1} \left(\frac{10,9}{0,977 \cdot 9,8} \right) = 48,7^\circ$$

$$f' = 5,86 \cdot \cos(48,7) = 3,87 \text{ m}$$

2) Hipótesis de temperatura.

$$m_2 = 1$$

$$\theta_2 = 50^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta 2} = -407,88 + 409,08(50 - 15) = 13910 \text{ N}$$

$$B_{m2} = 6,6733 \cdot 10^{12} \cdot 1^2 \text{ N}^3 = 6,6733 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 + 13910) = 6,6733 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 15153 \text{ N}$$

$$h_2 = \frac{15153}{1 \cdot 0,977 \cdot 9,8} = 1582,63 \text{ m}$$

$$f = \frac{284,16^2}{8 \cdot 1582,63} = 6,37 \text{ m}$$

En ambas hipótesis hay cierta diferencia con respecto a los resultados del proyecto original, pero queda demostrado que cumple las distancias reglamentarias.

c) Cable de tierra.

$$a_r = \frac{\sqrt{275,94^3 + 289,47^3 + 295,64^3 + 288,94^3 + 229,45^3 + 306,65^3}}{275,94 + 289,47 + 295,64 + 288,94 + 229,45 + 306,65} = 284,158 \text{ m}$$

$$T_{m\acute{a}x} = \frac{100000}{3} = 33333 \text{ N}$$

1) Hipótesis reglamentaria de máxima tracción: Hipótesis I viento.

$$\theta_1 = -5^\circ \text{C}$$

$$T_1 = T_{m\acute{a}x} = 33333 \text{ N}$$

$$F_v = 60 \cdot 10 \cdot 15,1 \cdot 10^{-3} = 9,06 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

$$m_1 = \frac{\sqrt{(0,65 \cdot 9,8)^2 + 9,06^2}}{(0,65 \cdot 9,8)} = 1,7386$$

$$K = \frac{80 \cdot 10^{-6} \cdot 173 \cdot 10^9 \cdot 284,16^2 \cdot (0,65 \cdot 9,8)^2}{24}$$

$$K = 1,8894 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$A_{\theta 2} = \frac{1,8894 \cdot 10^{12} \cdot 1,7386^2}{33333^2} + 13,9 \cdot 10^{-6} \cdot (\theta_2 + 5) \cdot 80 \cdot 10^{-6} \cdot 173 \cdot 10^9 - - 33333 \text{ N}$$

$$A_{\theta 2} = -28192,8 + 192,376 \cdot (\theta_2 + 5) \text{ N}$$

$$B_{m2} = 1,8894 \cdot 10^{12} \text{ m}_2^2 \text{ N}^3$$

2) Hipótesis II de tracción de cada día TCD

$$m_2 = 1$$

$$\theta_2 = 15^\circ \text{C}$$

$$A_{\sigma 2} = -28192,8 + 192,376 \cdot (15 + 5) = -24345,28 \text{ N}$$

$$B_{m2} = 1,8894 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 24345,28) = 1,8894 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 26947 \text{ N}$$

El reglamento en el apartado 3.2.2 de la ITC-LAT 07 recomienda que a 15 °C la tensión no supere el 22% de la carga de rotura si hay un estudio de amortiguamiento, o bien un 15% si no se instalan amortiguadores.

$$\frac{T_2}{T_{rotura}} \cdot 100 = \frac{26947}{100000} \cdot 100 = 26,95\%$$

No cumple, por tanto se debe destensar. Las condiciones de EDS son más restrictivas que las de viento. Por tanto EDS impondrá ahora la nueva ecuación de cambio de condiciones.

3) Hipótesis reglamentaria de máxima tracción: Hipótesis I de TCD.

$$\theta_1 = 15^\circ \text{C}$$

$$m_1 = 1$$

$$T_1 = T_{m\acute{a}x \text{ EDS}} = T_{rotura} \cdot 0,22 = 100000 \cdot 0,22 = 22000 \text{ N}$$

$$K = \frac{80 \cdot 10^{-6} \cdot 173 \cdot 10^9 \cdot 284,16^2 \cdot (0,65 \cdot 9,8)^2}{24}$$

$$K = 1,8894 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$A_{\theta 2} = \frac{1,8894 \cdot 10^{12} \cdot 1^2}{22000^2} + \\ + 13,9 \cdot 10^{-6} \cdot (\theta_2 - 15) \cdot 80 \cdot 10^{-6} \cdot 173 \cdot 10^9 - 22000 \text{ N}$$

$$A_{\theta 2} = -18096 + 192,376 \cdot (\theta_2 - 15) \text{ N}$$

$$B_{m2} = 1,8894 \cdot 10^{12} \text{ m}_2^2 \text{ N}^3$$

4) Hipótesis II de viento.

$$m_2 = 1,7386$$

$$\theta_2 = -5^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta_2} = -18096 + 192,376 \cdot (-5 - 15) = -21943,8 \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 1,8894 \cdot 10^{12} \cdot 1,7386^2 \text{ N}^3 = 5,71 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 21943,8) = 5,71 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 28819 \text{ N}$$

Por tanto el coeficiente de seguridad es:

$$CS = \frac{100000}{28819} = 3,47$$

En este caso el valor del proyecto original y el valor aquí calculado difieren bastante (4,55), probablemente debido al método de calcular la sobrecarga en el proyecto original o algún error de cálculo en el mismo. No obstante en ambos cumple con el reglamento.

d) Flecha máxima cable de tierra.

1) Hipótesis de viento.

$$m_2 = 1,7386$$

$$\theta_2 = 15^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta_2} = -18096 + 192,376 \cdot (15 - 15) = -18096 \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 1,8894 \cdot 10^{12} \cdot 1,7386^2 \text{ N}^3 = 5,71 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 18096) = 5,71 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 26331 \text{ N}$$

$$h_2 = \frac{26331}{1,7386 \cdot 0,65 \cdot 9,8} = 2377,58 \text{ m}$$

$$f = \frac{284,16^2}{8 \cdot 2377,58} = 4,24 \text{ m}$$

$$\beta = \tan^{-1} \left(\frac{9,06}{0,65 \cdot 9,8} \right) = 54,88^\circ$$

$$f' = 4,24 \cdot \cos(48,7) = 2,8 \text{ m}$$

2) Hipótesis de temperatura.

$$m_2 = 1$$

$$\theta_2 = 50^\circ \text{C}$$

$$A_{\theta 2} = -18096 + 192,376 (50 - 15) = -11363 \text{ N}$$

$$B_{m2} = 1,8894 \cdot 10^{12} \cdot 1^2 \text{N}^3 = 1,8894 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 11363) = 1,8894 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 17519 \text{ N}$$

$$h_2 = \frac{17519}{1 \cdot 0,65 \cdot 9,8} = 2750 \text{ m}$$

$$f = \frac{284,16^2}{8 \cdot 2750} = 3,66 \text{ m}$$

En la primera hipótesis los resultados coinciden con el proyecto original, pero en la segunda hipótesis los resultados difieren en buena medida debido a que en el proyecto original se calculó la flecha máxima por temperatura a 80 °C

2.1.2. Cantón 7 comprendido entre los apoyos 16 y 17.

a) Cable conductor.

Vano único en el cantón

$$a_r = 294,42 \text{ m.}$$

$$T_{\max} = \frac{86200}{3} = 28733,3 \text{ N}$$

1) Hipótesis reglamentaria de máxima tracción: Hipótesis I viento.

$$\theta_1 = -5^\circ\text{C}$$

$$T_1 = T_{\max} = 28733 \text{ N}$$

$$F_v = 50 \cdot 10 \cdot 21,8 \cdot 10^{-3} = 10,9 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

$$m_1 = \frac{\sqrt{(0,977 \cdot 9,8)^2 + 10,9^2}}{(0,977 \cdot 9,8)} = 1,5152$$

$$K = \frac{281 \cdot 10^{-6} \cdot 77 \cdot 10^9 \cdot 294,42^2 \cdot (0,977 \cdot 9,8)^2}{24}$$

$$K = 7,1641 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$A_{\theta 2} = \frac{7,1641 \cdot 10^{12} \cdot 1,5152^2}{28733,3^2} + \\ + 18,9 \cdot 10^{-6} \cdot (\theta_2 + 5) \cdot 281 \cdot 10^{-6} \cdot 77 \cdot 10^9 - -28733,3 \text{ N}$$

$$A_{\theta 2} = -8811,41 + 409,08 \cdot (\theta_2 + 5) \text{ N}$$

$$B_{m2} = 7,1641 \cdot 10^{12} m_2^2 \text{ N}^3$$

2) Hipótesis II de tracción de cada día TCD

$$m_2 = 1$$

$$\theta_2 = 15^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta 2} = -8811,41 + 409,08 \cdot (15 + 5) = -629,81 \text{ N}$$

$$B_{m2} = 7,1641 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 629,81) = 7,1641 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 19489,88 \text{ N}$$

El reglamento en el apartado 3.2.2 de la ITC-LAT 07 recomienda que a 15 °C la tensión no supere el 22% de la carga de rotura si hay un estudio de amortiguamiento, o bien un 15% si no se instalan amortiguadores.

$$\frac{T_2}{T_{rotura}} \cdot 100 = \frac{19489,88}{86200} \cdot 100 = 22,61\%$$

No cumple, por tanto se debe destensar. Las condiciones de EDS son más restrictivas que las de viento. Por tanto EDS impondrá ahora la nueva ecuación de cambio de condiciones.

3) Hipótesis reglamentaria de máxima tracción: Hipótesis I de TCD.

$$\theta_1 = 15^\circ\text{C}$$

$$m_1 = 1$$

$$T_1 = T_{m\acute{a}x \text{ EDS}} = T_{rotura} \cdot 0,22 = 86200 \cdot 0,22 = 18964 \text{ N}$$

$$K = \frac{281 \cdot 10^{-6} \cdot 77 \cdot 10^9 \cdot 294,42^2 \cdot (0,977 \cdot 9,8)^2}{24}$$

$$K = 7,1641 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$A_{\theta 2} = \frac{7,1641 \cdot 10^{12} \cdot 1^2}{18964^2} + 18,9 \cdot 10^{-6} \cdot (\theta_2 - 15) \cdot 281 \cdot 10^{-6} \cdot 77 \cdot 10^9 - 18964 \text{ N}$$

$$A_{\theta 2} = 956,57 + 409,08 \cdot (\theta_2 - 15) \text{ N}$$

$$B_{m2} = 7,1641 \cdot 10^{12} m_2^2 \text{ N}^3$$

4) Hipótesis II de viento

$$m_2 = 1,5152$$

$$\theta_2 = -5^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta_2} = 956,57 + 409,08 (-5 - 15) = -7225 \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 7,1641 \cdot 10^{12} \cdot 1,5152^2 \text{ N}^3 = 1,6447 \cdot 10^{13} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 7225) = 1,6447 \cdot 10^{13}$$

$$T_2 = 28081 \text{ N}$$

Por tanto el coeficiente de seguridad es:

$$CS = \frac{86200}{28081} = 3,07$$

Muy cercano al 3,16 del proyecto original. Se observa por tanto que el proyecto original cumplía con lo dispuesto en el reglamento, quedando pendiente el estudio de amortiguaciones.

b) Flechas máximas cable conductor.

1) Hipótesis de viento

$$m_2 = 1,5152$$

$$\theta_2 = 15^\circ \text{C}$$

$$A_{\theta_2} = 956,57 + 409,08 (15 - 15) = 956,57 \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 7,1641 \cdot 10^{12} \cdot 1,5152^2 \text{ N}^3 = 1,6447 \cdot 10^{13} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 + 956,57) = 1,6447 \cdot 10^{13}$$

$$T_2 = 25116 \text{ N}$$

$$h_2 = \frac{25116}{1,5152 \cdot 0,977 \cdot 9,8} = 1731,25 \text{ m}$$

$$f = \frac{294,42^2}{8 \cdot 1731,25} = 6,25 \text{ m}$$

$$\beta = \tan^{-1} \left(\frac{10,9}{0,977 \cdot 9,8} \right) = 48,7^\circ$$

$$f' = 6,25 \cdot \cos(48,7) = 4,13 \text{ m}$$

2) Hipótesis de temperatura.

$$m_2 = 1$$

$$\theta_2 = 50^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta_2} = 956,57 + 409,08 (50 - 15) = 15274 \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 7,1641 \cdot 10^{12} \cdot 1^2 \text{N}^3 = 7,1641 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 + 15274) = 7,1641 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 15306 \text{ N}$$

$$h_2 = \frac{15306}{1 \cdot 0,977 \cdot 9,8} = 1598,6 \text{ m}$$

$$f = \frac{294,42^2}{8 \cdot 1598,6} = 6,78 \text{ m}$$

En ambas hipótesis hay cierta diferencia con respecto a los resultados del proyecto original, en la hipótesis de temperatura máxima se debe a que en el proyecto original se realizaron los cálculos a 80 °C. No obstante, queda demostrado que cumple las distancias reglamentarias.

c) Cable de tierra.

Vano único en el cantón

$$a_r = 294,42 \text{ m.}$$

$$T_{m\acute{a}x} = \frac{100000}{3} = 33333 \text{ N}$$

1) Hipótesis reglamentaria de máxima tracción: Hipótesis I viento.

$$\theta_1 = -5^\circ\text{C}$$

$$T_1 = T_{m\acute{a}x} = 33333 \text{ N}$$

$$F_v = 60 \cdot 10 \cdot 15,1 \cdot 10^{-3} = 9,06 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

$$m_1 = \frac{\sqrt{(0,65 \cdot 9,8)^2 + 9,06^2}}{(0,65 \cdot 9,8)} = 1,7386$$

$$K = \frac{80 \cdot 10^{-6} \cdot 173 \cdot 10^9 \cdot 294,42^2 \cdot (0,65 \cdot 9,8)^2}{24}$$

$$K = 2,028 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$A_{\theta_2} = \frac{2,028 \cdot 10^{12} \cdot 1,7386^2}{33333^2} +$$

$$+ 13,9 \cdot 10^{-6} (\theta_2 + 5) \cdot 80 \cdot 10^{-6} \cdot 173 \cdot 10^9 - 33333 \text{ N}$$

$$A_{\theta_2} = -27815,8 + 192,376 \cdot (\theta_2 + 5) \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 2,028 \cdot 10^{12} m_2^2 \text{ N}^3$$

2) Hipótesis II de tracción de cada día TCD.

$$m_2 = 1$$

$$\theta_2 = 15^\circ \text{C}$$

$$A_{\theta_2} = -27815,8 + 192,376 (15 + 5) = -23968,28 \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 2,028 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 23968,28) = 2,028 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 26793,26 \text{ N}$$

El reglamento en el apartado 3.2.2 de la ITC-LAT 07 recomienda que a 15 °C la tensión no supere el 22% de la carga de rotura si hay un estudio de amortiguamiento, o bien un 15% si no se instalan amortiguadores.

$$\frac{T_2}{T_{rotura}} \cdot 100 = \frac{26793,26}{100000} \cdot 100 = 26,79\%$$

No cumple, por tanto se debe destensar. Las condiciones de EDS son más restrictivas que las de viento. Por tanto EDS impondrá ahora la nueva ecuación de cambio de condiciones.

3) Hipótesis reglamentaria de máxima tracción: Hipótesis I de TCD.

$$\theta_1 = 15^\circ\text{C}$$

$$m_1 = 1$$

$$T_1 = T_{\text{máx EDS}} = T_{\text{rotura}} \cdot 0,22 = 100000 \cdot 0,22 = 22000\text{N}$$

$$K = \frac{80 \cdot 10^{-6} \cdot 173 \cdot 10^9 \cdot 294,42^2 \cdot (0,65 \cdot 9,8)^2}{24}$$

$$K = 2,028 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$A_{\theta_2} = \frac{2,028 \cdot 10^{12} \cdot 1^2}{22000^2} +$$

$$+ 13,9 \cdot 10^{-6} \cdot (\theta_2 - 15) \cdot 80 \cdot 10^{-6} \cdot 173 \cdot 10^9 - 22000 \text{ N}$$

$$A_{\theta_2} = -17809 + 192,376 (\theta_2 - 15) \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 2,028 \cdot 10^{12} \cdot 10^{12} \text{ m}_2^2 \text{ N}^3$$

4) Hipótesis II de viento.

$$m_2 = 1,7386$$

$$\theta_2 = -5^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta_2} = -17809 + 192,376 (-5 - 15) = -21656,52 \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 2,028 \cdot 10^{12} \cdot 1,7386^2 \text{ N}^3 = 6,13 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 21656,52) = 6,13 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 28963 \text{ N}$$

Por tanto el coeficiente de seguridad es:

$$CS = \frac{100000}{28963} = 3,45$$

En este caso el valor del proyecto original y el valor aquí calculado difieren bastante (4,54), probablemente debido al método de calcular la sobrecarga en el proyecto original o algún error de cálculo en el mismo. No obstante en ambos cumple con el reglamento.

d) Flechas máximas cable de tierra.

1) Hipótesis de viento.

$$m_2 = 1,7386$$

$$\theta_2 = 15^\circ$$

$$A_{\theta_2} = -17809 + 192,376 (15 - 15) = -17809 \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 2,028 \cdot 10^{12} \cdot 1,7386^2 \text{ N}^3 = 6,13 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 17809) = 6,13 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 26522 \text{ N}$$

$$h_2 = \frac{26522}{1,7386 \cdot 0,65 \cdot 9,8} = 2395 \text{ m}$$

$$f = \frac{294,42^2}{8 \cdot 2395} = 4,52 \text{ m}$$

$$\beta = \tan^{-1} \left(\frac{9,06}{0,65 \cdot 9,8} \right) = 54,88^\circ$$

$$f' = 4,52 \cdot \cos(48,7) = 2,98 \text{ m}$$

2) Hipótesis de temperatura.

$$m_2 = 1$$

$$\theta_2 = 50^\circ$$

$$A_{\theta_2} = -17809 + 192,376 (50 - 15) = -11075,8 \text{ N}$$

$$B_{m2} = 2,028 \cdot 10^{12} \cdot 1^2 \text{ N}^3 = 2,028 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 11075,8) = 2,028 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 17613 \text{ N}$$

$$h_2 = \frac{17613}{1 \cdot 0,65 \cdot 9,8} = 2765 \text{ m}$$

$$f = \frac{294,42^2}{8 \cdot 2765} = 3,92 \text{ m}$$

En la primera hipótesis los resultados coinciden con el proyecto original, pero en la segunda hipótesis los resultados difieren en buena medida, debido a que en el proyecto original se calculó con una temperatura de 80°C. No obstante, cumplen.

2.2. Cálculos línea con nuevo cable.

2.2.1. Cantón 4 comprendido entre los apoyos 6 y 12.

a) Cable conductor.

$$a_r = \sqrt{\frac{275,94^3 + 289,47^3 + 295,64^3 + 288,94^3 + 229,45^3 + 306,65^3}{275,94 + 289,47 + 295,64 + 288,94 + 229,45 + 306,65}} = 284,158 \text{ m}$$

$$T_{m\acute{a}x} = \frac{86200}{3} = 28733,3 \text{ N}$$

1) Hipótesis reglamentaria de máxima tracción: Hipótesis I viento.

$$\theta_1 = -5^\circ \text{C}$$

$$T_1 = T_{m\acute{a}x} = 28733,3 \text{ N}$$

$$F_v = 50 \cdot 10 \cdot 21,8 \cdot 10^{-3} = 10,9 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

$$m_1 = \frac{\sqrt{(0,977 \cdot 9,8)^2 + 10,9^2}}{(0,977 \cdot 9,8)} = 1,5152$$

$$K = \frac{281 \cdot 10^{-6} \cdot 77 \cdot 10^9 \cdot 284,158^2 (0,977 \cdot 9,8)^2}{24}$$

$$K = 6,6733 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$A_{\theta_2} = \frac{6,6733 \cdot 10^{12} \cdot 1,5152^2}{28733,3^2} +$$

$$+ 18,9 \cdot 10^{-6} (\theta_2 + 5) \cdot 281 \cdot 10^{-6} \cdot 77 \cdot 10^9 - 28733,3 \text{ N}$$

$$A_{\theta_2} = -10176 + 409,08 (\theta_2 + 5) \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 6,6733 \cdot 10^{12} \cdot m_2^2 \text{ N}^3$$

2) Hipótesis II de tracción de cada día TCD.

$$m_2 = 1$$

$$\theta_2 = 15^\circ \text{C}$$

$$A_{\theta_2} = -10176 + 409,08 (15 + 5) = -1994,4 \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 6,6733 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 1994,4) = 6,6733 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 19515,78 \text{ N}$$

El reglamento en el apartado 3.2.2 de la ITC-LAT 07 recomienda que a 15 °C la tensión no supere el 22% de la carga de rotura si hay un estudio de amortiguamiento, o bien un 15% si no se instalan amortiguadores.

$$\frac{T_2}{T_{rotura}} \cdot 100 = \frac{19515,78}{86200} \cdot 100 = 22,64\%$$

No cumple, por tanto se debe destensar. Las condiciones de EDS son más restrictivas que las de viento. Por tanto EDS impondrá ahora la nueva ecuación de cambio de condiciones.

3) Hipótesis reglamentaria de máxima tracción: Hipótesis I de TCD.

$$\theta_1 = 15^\circ \text{C}$$

$$m_1 = 1$$

$$T_1 = T_{m\acute{a}x\ EDS} = T_{rotura} \cdot 0,22 = 86200 \cdot 0,22 = 18964\text{N}$$

$$K = \frac{281 \cdot 10^{-6} \cdot 77 \cdot 10^9 \cdot 284,16^2 \cdot (0,977 \cdot 9,8)^2}{24}$$

$$K = 6,6733 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$A_{\theta_2} = \frac{6,6733 \cdot 10^{12} \cdot 1^2}{18964^2} +$$

$$+ 18,9 \cdot 10^{-6} (\theta_2 - 15) \cdot 281 \cdot 10^{-6} \cdot 77 \cdot 10^9 - 18964 \text{ N}$$

$$A_{\theta_2} = -407,88 + 409,08 (\theta_2 - 15) \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 6,6733 \cdot 10^{12} m_2^2 \text{ N}^3$$

4) Hipótesis II de viento.

$$m_2 = 1,5152$$

$$\theta_2 = -5^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta_2} = -407,88 + 409,08 (-5 - 15) = - 8589,48 \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 6,6733 \cdot 10^{12} \cdot 1,5152^2 \text{N}^3 = 1,532 \cdot 10^{13} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 8589,48) = 1,532 \cdot 10^{13}$$

$$T_2 = 28054 \text{ N}$$

Por tanto el coeficiente de seguridad es:

$$CS = \frac{86200}{28054} = 3,07$$

Muy cercano al 3,17 del proyecto original. Se observa por tanto que el proyecto original cumplía con lo dispuesto en el reglamento, quedando pendiente el estudio de amortiguaciones.

b) Flechas máximas reglamentarias cable conductor.

1) Hipótesis de viento.

$$m_2 = 1,71$$

$$\theta_2 = 15^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta_2} = -12880 + 361,64 \cdot (15 - 15) = -12880 \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 4,555 \cdot 10^{12} \cdot 1,71^2 \text{ N}^3 = 1,332 \cdot 10^{13} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 12880) = 1,332 \cdot 10^{13}$$

$$T_2 = 28865 \text{ N}$$

$$h_2 = \frac{28865}{1,71 \cdot 0,802 \cdot 9,8} = 2147,76 \text{ m}$$

$$f = \frac{284,16^2}{8 \cdot 2147,76} = 4,69 \text{ m}$$

$$\beta = \tan^{-1} \left(\frac{10,9}{0,802 \cdot 9,8} \right) = 54,2^\circ$$

$$f' = 4,69 \cdot \cos(54,2) = 2,74 \text{ m}$$

2) Hipótesis de temperatura.

$$m_2 = 1$$

$$\theta_2 = 50^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta_2} = -12880 + 361,64 \cdot (50 - 15) = 572,6 \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 4,555 \cdot 10^{12} \cdot 1^2 \text{ N}^3 = 4,555 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 + 572,6) = 4,555 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 16388 \text{ N}$$

$$h_2 = \frac{16388}{1 \cdot 0,802 \cdot 9,8} = 2085 \text{ m}$$

$$f = \frac{284,16^2}{8 \cdot 2085} = 4,84 \text{ m}$$

Para el cálculo de distancia entre conductores nos interesa conocer la flecha máxima en el vano comprendido entre el apoyo 11 y 12:

$$f_{ai} = 4,84 \cdot \left(\frac{306,95}{284,16} \right)^2 = 5,64 \text{ m}$$

c) Flecha con temperatura máxima estimada.

Se procede a calcular la flecha en el vano comprendido entre los apoyos 11 y 12 a 187 °C que es la temperatura a la que se ha estimado en el Anexo II que están los cables conductores en condiciones extremas. Esto es bajo demanda de transporte de emergencia y en condiciones ambientales de temperatura extrema.

$$m_2 = 1$$

$$\theta_2 = 187^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta 2} = -12880 + 361,64 \cdot (187 - 15) = 49322 \text{ N}$$

$$B_{m2} = 4,555 \cdot 10^{12} \cdot 1^2 \text{ N}^3 = 4,555 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 + 49322) = 4,555 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 8849 \text{ N}$$

$$h_2 = \frac{8849}{1 \cdot 0,802 \cdot 9,8} = 1125,87 \text{ m}$$

$$f = \frac{284,16^2}{8 \cdot 1125,87} = 8,96 \text{ m}$$

Flecha máxima en el vano comprendido entre el apoyo 11 y 12:

$$f_{ai} = 8,96 \cdot \left(\frac{306,95}{284,16} \right)^2 = 10,46 \text{ m}$$

2.2.2. Cantón 7 comprendido entre los apoyos 16 y 17.a) **Cable conductor.**

Vano único en el cantón

$$a_r = 294,42 \text{ m.}$$

$$T_{m\acute{a}x} = \frac{86600}{3} = 28666 \text{ N}$$

1) Hipótesis reglamentaria de máxima tracción: Hipótesis I viento.

$$\theta_1 = -5^\circ\text{C}$$

$$T_1 = T_{m\acute{a}x} = 28666 \text{ N}$$

$$F_v = 50 \cdot 10 \cdot 21,8 \cdot 10^{-3} = 10,9 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

$$m_1 = \frac{\sqrt{(0,802 \cdot 9,8)^2 + 10,9^2}}{(0,802 \cdot 9,8)} = 1,71$$

$$K = \frac{281 \cdot 10^{-6} \cdot 78 \cdot 10^9 \cdot 294,42^2 \cdot (0,802 \cdot 9,8)^2}{24}$$

$$K = 4,89 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$A_{\theta 2} = \frac{4,89 \cdot 10^{12} \cdot 1,71^2}{28666^2} + 16,5 \cdot 10^{-6} \cdot (\theta_2 + 5) \cdot 281 \cdot 10^{-6} \cdot 78 \cdot 10^9 - 28733,3 \text{ N}$$

$$A_{\theta 2} = -11331 + 361,64 \cdot (\theta_2 + 5) \text{ N}$$

$$B_{m2} = 4,89 \cdot 10^{12} m_2^2 \text{ N}^3$$

2) Hipótesis II de tracción de cada día TCD.

$$m_2 = 1$$

$$\theta_2 = 15^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta 2} = -11331 + 361,64 \cdot (15 + 5) = -4098 \text{ N}$$

$$B_{m2} = 4,89 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 4098) = 4,89 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 18455 \text{ N}$$

El reglamento en el apartado 3.2.2 de la ITC-LAT 07 recomienda que a 15 °C la tensión no supere el 22% de la carga de rotura si hay un estudio de amortiguamiento, o bien un 15% si no se instalan amortiguadores.

$$\frac{T_2}{T_{rotura}} \cdot 100 = \frac{18455}{86666} \cdot 100 = 21,29\%$$

Cumple

Por tanto el coeficiente de seguridad es:

$$CS = \frac{86666}{18455} = 4,7$$

b) Flechas máximas cable conductor.

1) Hipótesis de viento.

$$m_2 = 1,71$$

$$\theta_2 = 15^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta_2} = -11331 + 361,64 \cdot (15 - 15) = -11331 \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 4,89 \cdot 10^{12} \cdot 1,71^2 \text{ N}^3 = 1,43 \cdot 10^{13} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 11331) = 1,43 \cdot 10^{13}$$

$$T_2 = 28696 \text{ N}$$

$$h_2 = \frac{28696}{1,71 \cdot 0,802 \cdot 9,8} = 2153,16 \text{ m}$$

$$f = \frac{294,42^2}{8 \cdot 2153,16} = 5,07 \text{ m}$$

$$\beta = \tan^{-1} \left(\frac{10,9}{0,802 \cdot 9,8} \right) = 54,2^\circ$$

$$f' = 5,07 \cdot \cos(54,2) = 2,96 \text{ m}$$

2) Hipótesis de temperatura.

$$m_2 = 1$$

$$\theta_2 = 50^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta 2} = -11331 + 361,64 \cdot (50 - 15) = 1326 \text{ N}$$

$$B_{m2} = 1,43 \cdot 10^{13} \cdot 1^2 \text{N}^3 = 1,43 \cdot 10^{13} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 + 1326) = 1,43 \cdot 10^{13}$$

$$T_2 = 23838,31 \text{ N}$$

$$h_2 = \frac{23838,31}{1 \cdot 0,802 \cdot 9,8} = 3033 \text{ m}$$

$$f = \frac{294,42^2}{8 \cdot 3033} = 3,57 \text{ m}$$

c) Flecha con temperatura máxima estimada.

$$m_2 = 1$$

$$\theta_2 = 187^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta 2} = -11331 + 361,64 \cdot (187 - 15) = 50871 \text{ N}$$

$$B_{m2} = 1,43 \cdot 10^{13} \cdot 1^2 \text{N}^3 = 1,43 \cdot 10^{13} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 + 50871) = 1,43 \cdot 10^{13}$$

$$T_2 = 14761 \text{ N}$$

$$h_2 = \frac{14761}{1 \cdot 0,802 \cdot 9,8} = 1878 \text{ m}$$

$$f = \frac{294,42^2}{8 \cdot 1878} = 5,76 \text{ m}$$

3. Cálculo apoyo 12 con el nuevo cable.

3.1. Tensión cables.

Para poder calcular el gravivano del apoyo 12, es necesario conocer la tensión del cable en el vano anterior y posterior bajo condición de viento, no siendo necesario conocerlas bajo condición de hielo al ser zona A. Estos vanos corresponden a los cantones 4 y 5. El cantón 4 ya ha sido estudiado en el actual anexo, por tanto solo es necesario calcular el cantón 5.

Tensión cables conductores cantón 4 bajo hipótesis de viento: **28866N.**

Tensión cable de tierra cantón 4 bajo hipótesis de viento: **28819N.**

Cantón 5 comprendido entre los apoyos 12 y 15

a) Cable conductor.

$$a_r = \sqrt{\frac{280,68^3 + 273,11^3 + 268,28^3}{280,68 + 273,11 + 268,28}} = 274,16 \text{ m}$$

$$T_{m\acute{a}x} = \frac{86600}{3} = 28866 \text{ N}$$

1) Hipótesis reglamentaria de máxima tracción: Hipótesis I viento.

$$\theta_1 = -5^\circ \text{C}$$

$$T_1 = T_{m\acute{a}x} = 28866 \text{ N}$$

$$F_v = 50 \cdot 10 \cdot 21,8 \cdot 10^{-3} = 10,9 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

$$m_1 = \frac{\sqrt{(0,802 \cdot 9,8)^2 + 10,9^2}}{(0,802 \cdot 9,8)} = 1,71$$

$$K = \frac{281 \cdot 10^{-6} \cdot 78 \cdot 10^9 \cdot 274,16^2 \cdot (0,802 \cdot 9,8)^2}{24} = 4,24 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$A_{\theta 2} = \frac{4,24 \cdot 10^{12} \cdot 1,71^2}{28866^2} + \\ + 16,5 \cdot 10^{-6} \cdot (\theta_2 + 5) \cdot 281 \cdot 10^{-6} \cdot 78 \cdot 10^9 - 28866 \text{ N}$$

$$A_{\theta_2} = -13985 + 361,64 (\theta_2 + 5) \text{ N}$$

$$B_{m2} = 4,555 \cdot 10^{12} m_2^2 \text{ N}^3$$

2) Hipótesis II de tracción de cada día TCD

$$m_2 = 1$$

$$\theta_2 = 15^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta_2} = -13985 + 361,64 (15 + 5) = -6752 \text{ N}$$

$$B_{m2} = 4,24 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 6752) = 4,24 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 18777 \text{ N}$$

El reglamento en el apartado 3.2.2 de la ITC-LAT 07 recomienda que a 15°C la tensión no supere el 22% de la carga de rotura si hay un estudio de amortiguamiento, o bien un 15% si no se instalan amortiguadores.

$$\frac{T_2}{T_{rotura}} \cdot 100 = \frac{18777}{86600} \cdot 100 = 21,88\%$$

Cumple. Por tanto la hipótesis inicial es correcta.

Así pues:

Tensión cables conductores cantón 5 bajo hipótesis de viento: **28866N**

b) Flechas máximas cable conductor.

También se hace necesario para el cálculo de los apoyos conocer la flecha en el vano comprendido entre el apoyo 12 y 13.

1) Hipótesis de viento.

$$m_2 = 1,71$$

$$\theta_2 = 15^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta 2} = -13985 + 361,64 \cdot (15 - 15) = -13985 \text{ N}$$

$$B_{m2} = 4,555 \cdot 10^{12} \cdot 1,71^2 \text{ N}^3 = 1,332 \cdot 10^{13} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 13985) = 1,332 \cdot 10^{13}$$

$$T_2 = 29398 \text{ N}$$

$$h_2 = \frac{29398}{1,71 \cdot 0,802 \cdot 9,8} = 2187,34 \text{ m}$$

$$f = \frac{274,16^2}{8 \cdot 2187,34} = 4,29 \text{ m}$$

$$\beta = \tan^{-1} \left(\frac{10,9}{0,802 \cdot 9,8} \right) = 54,2^\circ$$

$$f' = 4,29 \cdot \cos(54,2) = 2,51 \text{ m}$$

2) Hipótesis de temperatura

$$m_2 = 1$$

$$\theta_2 = 50^\circ \text{C}$$

$$A_{\theta 2} = -13985 + 361,64 \cdot (50 - 15) = -1327,6 \text{ N}$$

$$B_{m2} = 4,555 \cdot 10^{12} \cdot 1^2 \text{ N}^3 = 4,555 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 1327,6) = 4,555 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 17031 \text{ N}$$

$$h_2 = \frac{17031}{1 \cdot 0,802 \cdot 9,8} = 2167 \text{ m}$$

$$f = \frac{274,16^2}{8 \cdot 2167} = 4,34 \text{ m}$$

Para el cálculo de distancia entre conductores nos interesa conocer la fecha máxima en el vano comprendido entre el apoyo 11 y 12:

$$f_{ai} = 4,34 \cdot \left(\frac{280,68}{274,16} \right)^2 = 4,54 \text{ m}$$

c) Cable de tierra.

$$T_{m\acute{a}x} = \frac{100000}{3} = 33333 \text{ N}$$

1) Hipótesis reglamentaria de máxima tracción: Hipótesis I viento.

$$\theta_1 = -5^\circ\text{C}$$

$$T_1 = T_{m\acute{a}x} = 33333 \text{ N}$$

$$F_v = 60 \cdot 10 \cdot 15,1 \cdot 10^{-3} = 9,06 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

$$m_1 = \frac{\sqrt{(0,65 \cdot 9,8)^2 + 9,06^2}}{(0,65 \cdot 9,8)} = 1,7386$$

$$K = \frac{80 \cdot 10^{-6} \cdot 173 \cdot 10^9 \cdot 274,16^2 \cdot (0,65 \cdot 9,8)^2}{24} = 1,7588 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$A_{\theta_2} = \frac{1,7588 \cdot 10^{12} \cdot 1,7386^2}{33333^2} +$$

$$+ 13,9 \cdot 10^{-6} (\theta_2 + 5) \cdot 80 \cdot 10^{-6} \cdot 173 \cdot 10^9 - 33333 \text{ N}$$

$$A_{\theta_2} = -28548 + 192,376 \cdot (\theta_2 + 5) \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 1,7588 \cdot 10^{12} \text{ m}_2^2 \text{ N}^3$$

2) Hipótesis II de tracción de cada día TCD

$$m_2 = 1$$

$$\theta_2 = 15^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta_2} = -28548 + 192,376 \cdot (15 + 5) = -24700 \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 1,7588 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 24700) = 1,8894 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 27245 \text{ N}$$

El reglamento en el apartado 3.2.2 de la ITC-LAT 07 recomienda que a 15°C la tensión no supere el 22% de la carga de rotura si hay un estudio de amortiguamiento, o bien un 15% si no se instalan amortiguadores.

$$\frac{T_2}{T_{rotura}} \cdot 100 = \frac{27245}{100000} \cdot 100 = 27,24\%$$

No cumple, por tanto se debe destensar. Las condiciones de EDS son más restrictivas que las de viento. Por tanto EDS impondrá ahora la nueva ecuación de cambio de condiciones.

3) Hipótesis reglamentaria de máxima tracción: Hipótesis I de TCD.

$$\theta_1 = 15^\circ\text{C}$$

$$m_1 = 1$$

$$T_1 = T_{\text{máx EDS}} = T_{\text{rotura}} \cdot 0,22 = 100000 \cdot 0,22 = 22000\text{N}$$

$$K = \frac{80 \cdot 10^{-6} \cdot 173 \cdot 10^9 \cdot 274,16^2 \cdot (0,65 \cdot 9,8)^2}{24} = 1,7588 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$A_{\theta_2} = \frac{1,7588 \cdot 10^{12} \cdot 1^2}{22000^2} + 13,9 \cdot 10^{-6} \cdot (\theta_2 - 15) \cdot 80 \cdot 10^{-6} \cdot 173 \cdot 10^9 - 22000 \text{ N}$$

$$A_{\theta_2} = -18366 + 192,376 \cdot (\theta_2 - 15) \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 1,7588 \cdot 10^{12} \text{ m}_2^2 \text{ N}^3$$

4) Hipótesis II de viento

$$m_2 = 1,7386$$

$$\theta_2 = -5^\circ\text{C}$$

$$A_{\theta_2} = -18366 + 192,376 \cdot (-5 - 15) = -22214 \text{ N}$$

$$B_{m_2} = 1,7588 \cdot 10^{12} \cdot 1,7386^2 \text{ N}^3 = 5,32 \cdot 10^{12} \text{ N}^3$$

$$T_2^2 \cdot (T_2 - 22214) = 5,32 \cdot 10^{12}$$

$$T_2 = 28681 \text{ N}$$

Así pues:

Tensión cables conductores cantón 5 bajo hipótesis de viento: **28681N**.

3.2. Cálculo de eolovanos y gravivanos.

Eolovano:

$$a_e = \frac{306,95 + 280,68}{2} = 293,815 \text{ m}$$

Gravivanos:

$$a_{gvCOND.} = \frac{306,95 + 280,68}{2} + \left(-\frac{28866 \cdot 17,89}{1,71 \cdot 0,802 \cdot 9,8 \cdot 306,95} + \frac{28866 \cdot 8,34}{1,71 \cdot 0,802 \cdot 9,8 \cdot 280,68} \right)$$

$$a_{gvCONDUCTOR} = 232,45 \text{ m}$$

$$a_{gvTIERRA} = \frac{306,95 + 280,68}{2} + \left(-\frac{28681 \cdot 17,89}{1,71 \cdot 0,65 \cdot 9,8 \cdot 306,95} + \frac{28681 \cdot 8,34}{1,71 \cdot 0,65 \cdot 9,8 \cdot 280,68} \right)$$

$$a_{gvTIERRA} = 218,59 \text{ m}$$

3.3. Cálculo de esfuerzos.

a) Hipótesis I – Viento

1) Esfuerzos Verticales:

$$F_{vCONDUCTORES} = 3 \cdot 9,8 \cdot 0,802 \cdot 232,45 = 5481 \text{ N}$$

$$F_{vTIERRA} = 1 \cdot 9,8 \cdot 0,65 \cdot 218,59 = 1392 \text{ N}$$

2) Esfuerzos Transversales:

$$F_{tCO.} = 3 \cdot \left(10,9 \cdot \cos \frac{3,754}{2} \cdot 293,815 + 28866 \cdot \sin \frac{3,754}{2} + 28866 \cdot \sin \frac{3,754}{2} \right)$$

$$F_{tCONDUCTORES} = 15275,45 \text{ N}$$

$$F_{tTI.} = 1 \cdot \left(9,06 \cdot \cos \frac{3,754}{2} \cdot 293,815 + 28819 \cdot \sin \frac{3,754}{2} + 28681 \cdot \sin \frac{3,754}{2} \right)$$

$$F_{tTIERRA} = 4544 \text{ N}$$

3) Esfuerzos Longitudinales:

No se aplica para este tipo de apoyo.

b) Hipótesis II.

Al situarse la línea a menos de 500 metros sobre el nivel del mar y estar en zona A, no se aplica hipótesis de hielo.

c) Hipótesis III - Desequilibrio de tracciones

1) Esfuerzos verticales:

$$F_{vCONDUCTORES} = 3 \cdot 9,8 \cdot 0,802 \cdot 232,45 = 5481 \text{ N}$$

$$F_{vTIERRA} = 1 \cdot 9,8 \cdot 0,65 \cdot 218,59 = 1392 \text{ N}$$

2) Esfuerzos Transversales:

Siguiendo lo indicado en el apartado 3.1.4.2 de la ITC-LAT 07, al tratarse de un apoyo de alineación en ángulo en una línea de tensión superior a 66kV, se aplica un factor de 0,75 a uno de los vanos:

$$F_{tCONDUCTORES} = 3 \cdot \left(28866 \cdot \sin \frac{3,754}{2} + 28866 \cdot 0,75 \cdot \sin \frac{3,754}{2} \right)$$

$$F_{tCONDUCTORES} = 4964 \text{ N}$$

$$F_{tTIERRA} = 1 \cdot \left(28819 \cdot 0,75 \cdot \sin \frac{3,754}{2} + 28681 \cdot \sin \frac{3,754}{2} \right)$$

$$F_{tTIERRA} = 1647 \text{ N}$$

3) Esfuerzos Longitudinales:

Siguiendo lo indicado en el apartado 3.1.4.3 de la ITC-LAT 07, al tratarse de un apoyo de anclaje en ángulo en una línea de tensión superior a 66kV, se considera que uno de los lados está tensado con un 50% menos de fuerza, por tanto:

$$F_{lCONDUCTORES} = 3 \cdot 28866 \cdot 0,50 \cdot \cos \frac{3,754}{2} = 43276 \text{ N}$$

$$F_{lTIERRA} = 1 \cdot 28819 \cdot 0,50 \cdot \cos \frac{3,754}{2} = 14402 \text{ N}$$

d) Hipótesis VI – Rotura de Conductores

1) Esfuerzos verticales:

$$F_{vCONDUCTORES} = 3 \cdot 9,8 \cdot 0,802 \cdot 232,45 = 5481 \text{ N}$$

$$F_{vTIERRA} = 1 \cdot 9,8 \cdot 0,65 \cdot 218,59 = 1392 \text{ N}$$

2) Esfuerzos Transversales:

Siguiendo lo indicado en el apartado 3.1.4.3 de la ITC-LAT 07, al tratarse de un apoyo de alineación en ángulo en una línea de tensión superior a 66kV, se aplica un factor de 0,50 a uno de los vanos:

$$F_{tCONDUCTORES} = 3 \cdot \left(28866 \cdot \sin \frac{3,754}{2} + 28866 \cdot 0,50 \cdot \sin \frac{3,754}{2} \right)$$

$$F_{tCONDUCTORES} = 4255 \text{ N}$$

$$F_{tTIERRA} = 1 \cdot \left(28819 \cdot 0,50 \cdot \sin \frac{3,754}{2} + 28681 \cdot \sin \frac{3,754}{2} \right)$$

$$F_{tTIERRA} = 1411 \text{ N}$$

3) Esfuerzos Longitudinales:

Según el apartado 3.1.5.3 de la ITC-LAT 07, se deberá considerar la rotura de un solo conductor por fase.

$$F_{I\text{CONDUCTORES}} = 1 \cdot 28866 \cdot \cos \frac{3,754}{2} = 28851 \text{ N}$$

$$F_{I\text{TIERRA}} = 1 \cdot 28819 \cdot \cos \frac{3,754}{2} = 28804 \text{ N}$$

4. Bibliografía.

[1] [3M Aluminum Conductor Composite Reinforced \(ACCR\) - High-capacity transmission conductor - Metric Units. 2014.](#) [último acceso 10/06/2021]

Anexo II: Modelos con FEMM.

Índice

1. Campo eléctrico.....	120
2. Campo Magnético.....	123
3. Disipación de calor.	124
4. Bibliografía.....	132

A lo largo de este anexo se explica cómo se ha realizado el estudio de la interacción del campo eléctrico y campo magnético de la línea con su entorno, así como la forma en la que disipa el calor los conductores.

Para ello se hace uso del programa informático de elementos finitos FEMM 4.2. Y se recrean las condiciones más desfavorables. Los resultados obtenidos se analizan en la memoria.

1. Campo eléctrico.

La condición más desfavorable es cuando el campo eléctrico sea máximo, esto ocurrirá cuando la tensión entre fase y tierra sea máxima. Además el campo eléctrico tendrá una distribución radial y perpendicular a los cables de la línea, por tanto, a menor distancia, su valor será mayor.

La tensión entre fase y tierra será máxima en el instante en el que la fase tenga la tensión de pico. Al ser entre fase y tierra, se trata de tensiones de fase. Por tanto:

$$U_{t \max_a} = \sqrt{2} \cdot U_{fase} = \frac{\sqrt{2} \cdot 132000}{\sqrt{3}} = 107777 \text{ V}$$

Esta tensión corresponde a una de las fases. En ese mismo instante las demás fases tendrán:

$$U_{t \max_b} = U_{t \max_c} = \frac{-U_{t \max_a}}{2} = -53888 \text{ V}$$

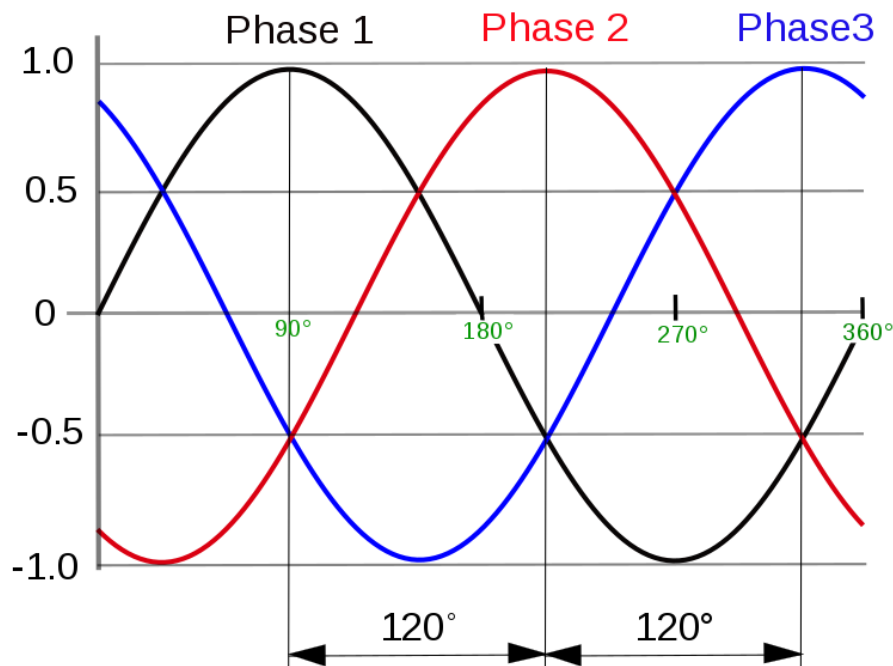


Figura 1: Evolución temporal de las tensiones en un sistema trifásico.

En cuanto a distancias, tomaremos como distancia la altura desde el suelo hasta el cable en condiciones de flecha máxima. Se ha escogido el cantón 7 en el vano comprendido entre los apoyos 16 y 17 al transitar por él la carretera A-129, siendo por tanto de especial interés. En ese vano hay una flecha máxima de 3,57 m calculada en los anexos. El apoyo 16 es un ARCE 900 F43 con una altura de 13,95 m desde el suelo

hasta el amarre del cable. Al ser un apoyo de anclaje, se supondrá que la cadena de aisladores estará horizontal y por tanto la distancia al suelo es:

$$13,95 - 3,57 = 10,38 \text{ m}$$

Una vez determinado esto, se crea un modelo aproximado de la línea.

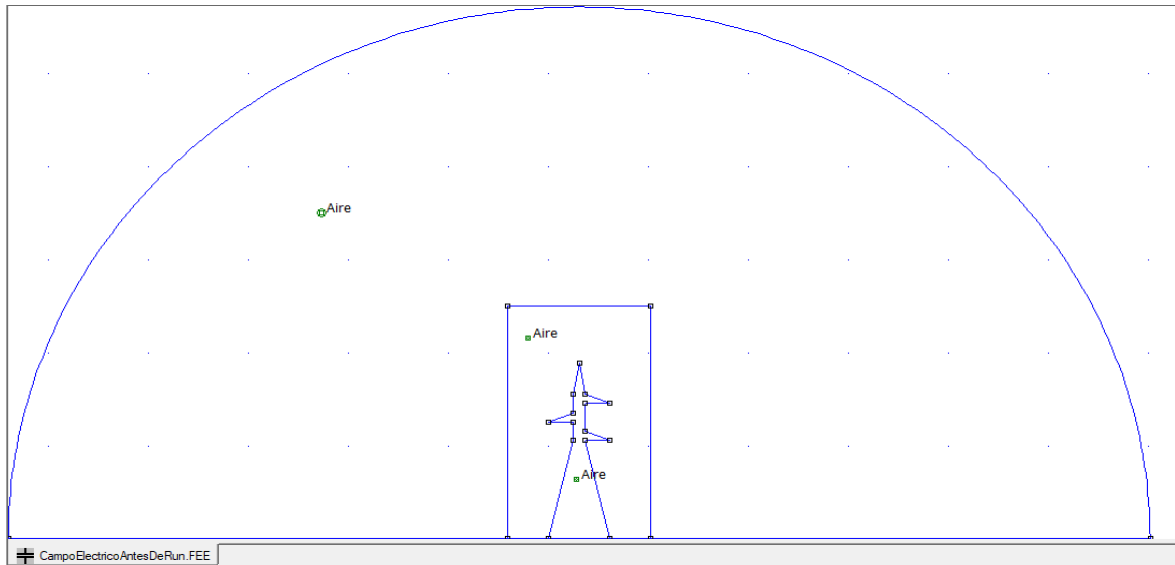


Figura 2: Disposición geométrica del modelo en FEMM de la línea.

Después se establecen las condiciones de cálculo, definiendo el problema como planar y seleccionado la precisión deseada.

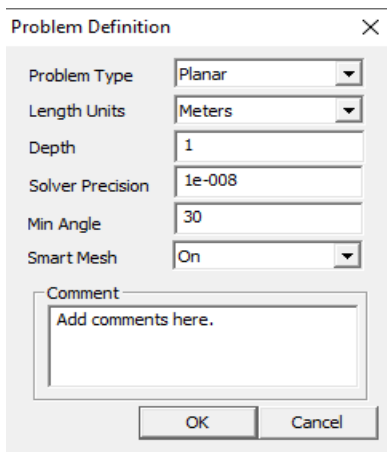


Figura 3: Ventana de FEMM para definir el problema.

El único material que se configura en este modelo es el aire.

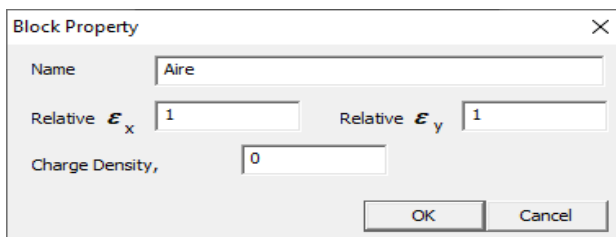


Figura 4: Configuración del material aire.

Finalmente se establecen las condiciones de contorno y se malla el modelo. El rectángulo se ha mallado “más fino” con un mallado de 15 mm de lado pues es la zona de mayor interés. Fuera de ese rectángulo y hasta la semicircunferencia, el mallado es de 1,2 m de lado.

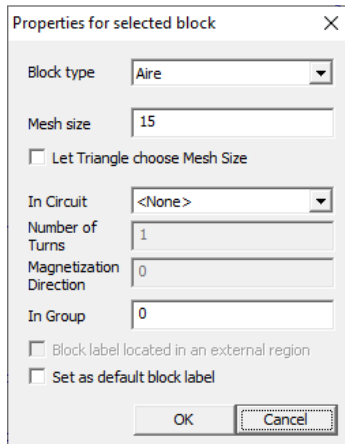


Figura 5: Ventana de FEMM para editar el tamaño de mallado y seleccionar el material del área.

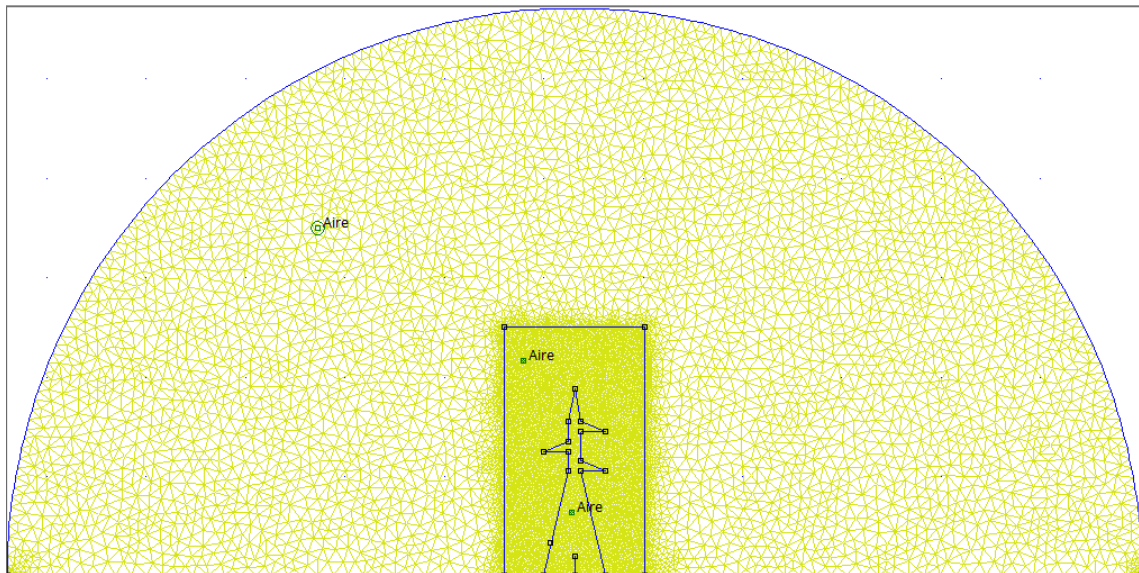


Figura 6: Visualización del mallado del modelo.

Tras el procesado se obtienen los resultados que se analizan en la memoria.

2. Campo Magnético.

Al igual que en el campo eléctrico, la condición más desfavorable con tensión máxima y será a distancia mínima, aunque tendrá una distribución diferente.

Introduciremos un modelo muy similar al del campo eléctrico, con la salvedad de que esta vez representamos la superficie transversal del conductor.

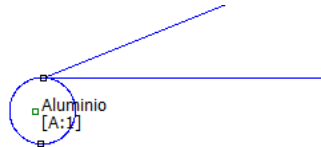


Figura 6: Detalle del modelo en el que se visualiza la sección del cable.

En el cálculo de campos magnéticos es necesario conocer la intensidad que circula por el circuito en ese instante. En el Anexo I se calcula que el cable tiene una corriente máxima de 1254 A eficaces en condiciones de emergencia. Por tanto:

$$I_{t \max_a} = \sqrt{2} \cdot I_{\max Eficaz_a} = \sqrt{2} \cdot 1254 = 1773,42 \text{ A}$$

Al igual que ocurría con las tensiones en el cálculo del campo eléctrico, esta intensidad corresponde a una de las fases. En ese mismo instante las demás fases tendrán:

$$I_{t \max_b} = I_{t \max_c} = \frac{-I_{t \max_a}}{2} = -886,7 \text{ A}$$

Se introduce estos valores en la pestaña circuitos de la configuración del modelo.

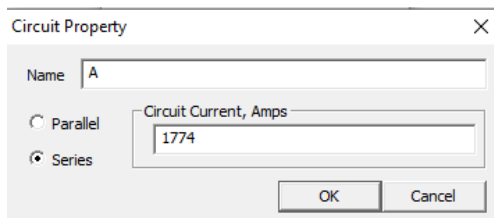


Figura 7: Pestaña "Propiedad del circuito" de FEMM.

Las condiciones de contorno y la forma de mallar será la misma que en el cálculo del campo eléctrico.

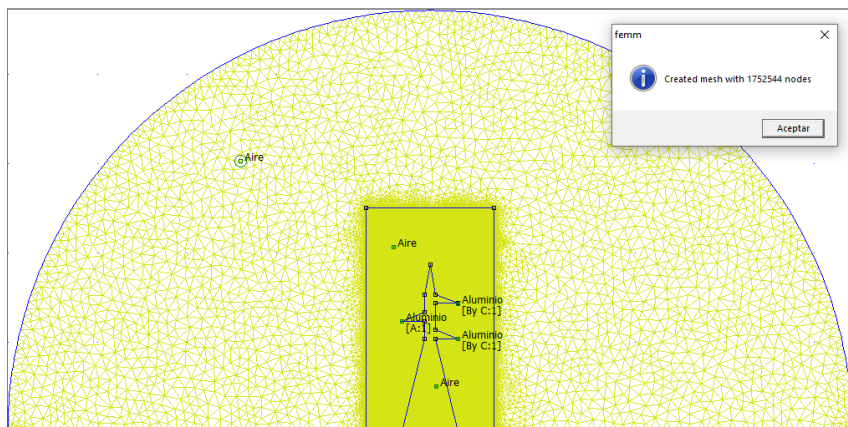


Figura 8: Visualización del mallado del modelo.

3. Disipación de calor.

Las condiciones más desfavorables en este caso será considerar que la línea funciona en condiciones de emergencia con su amperaje máximo para estas situaciones, 1254 A. Y en un día de verano con temperatura ambiental extrema de 50°C.

Para este análisis, el modelo a usar será totalmente distinto a lo hecho en los dos anteriores. Esta vez únicamente se creará un modelo planar de una sección de cable rodeado de aire y un rectángulo que contendrá a dicho cable y que limitará la zona de mallado y análisis. Para simplificar el modelo se considera que todo el cable es macizo que todo el cable es macizo en vez de estar compuesto de hebras, y que está compuesto únicamente de aluminio.

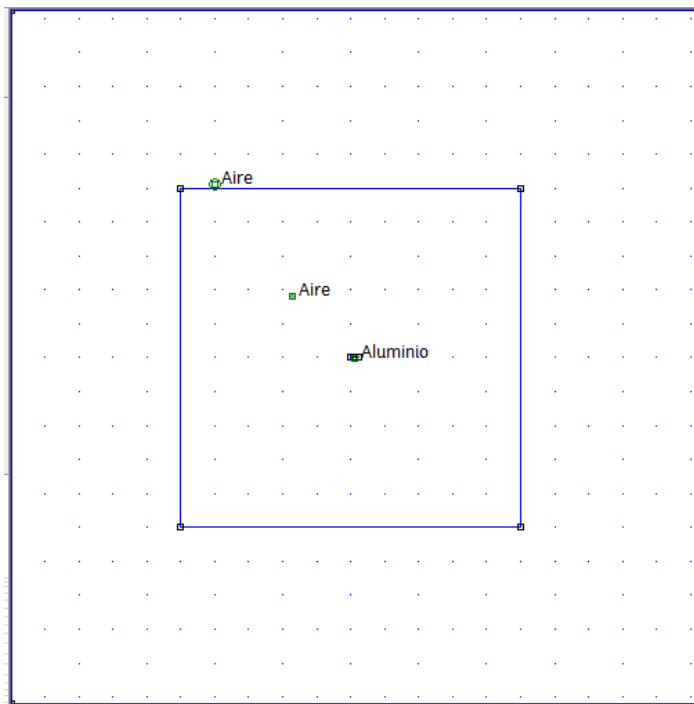


Figura 9: Modelo en FEMM del cable y su entorno.

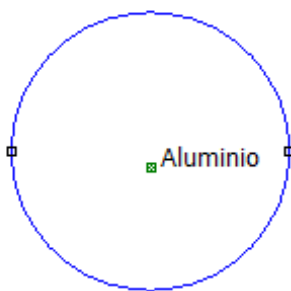


Figura 10: Detalle ampliado del cable.

Seguidamente se configuran los dos materiales que se van a usar, aire y aluminio. Introduciendo la conductividad térmica del aire (al ser isotrópico, es la misma en todas las direcciones), y la capacidad calorífica volumétrica.

Figura 11: Pestaña de FEMM para configurar materiales.

Al configurar el aluminio se debe introducir un dato extra, la generación de calor por unidad de volumen. Al contrario de los demás datos no se ha de buscar en tablas si no que hay que calcularlo. Consiste en la cantidad de potencia por unidad de volumen que el cable transfiere en forma de calor al exterior.

Por tanto hay que calcular con la Ley de Joule esa potencia:

$$P = RI^2 \quad (3.1)$$

La resistencia deberá estar en ohmios por metro de cable. Y la intensidad será la máxima admisible antes mencionada. Estos datos aparecen en el catálogo del cable.

Al depender la resistencia de la temperatura, se deberá seguir un proceso iterativo en la simulación, dándole un valor inicial correspondiente a la temperatura a la que según el catálogo se encuentra el cable cuando por él discurren 1254 A de corriente. Este valor de resistencia se irá corrigiendo en cada nueva iteración hasta alcanzar el nivel de error deseado (3°C).

Propiedades Físicas	Unidade	Partridge 267	Ostrich 300	Linnet 336	Ibis 397	Hawk 477
Nombre		ACCR_257-T16	ACCR_297-T16	ACCR_340-T16	ACCR_405-T16	ACCR_470-T16
Formación		26/7	26/7	26/7	26/7	26/7
Diámetro						
Alambre Indiv. Alma	mm	2,0	2,1	2,3	2,5	2,7
Alambre Indiv. Al-Zr	mm	2,5	2,7	2,9	3,2	3,4
Total del Alma	mm	5,9	6,3	6,8	7,4	8,0
Total del Conductor	mm	16,0	17,2	18,4	20,1	21,6
Sección						
Aluminio-Circonio	mm ²	130	150	172	205	238
Total	mm ²	152	175	200	239	277
Peso						
Alma	Kg/m	0,074	0,085	0,098	0,116	0,134
Aluminio-Circonio	Kg/m	0,361	0,416	0,476	0,568	0,659
Peso Total	Kg/m	0,435	0,501	0,574	0,684	0,793
Carga de Rotura	Kgf	4.763	5.489	6.305	7.484	8.709
Expansión Térmica						
Alma	10 ⁻⁶ /°C	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Aluminio-Circonio	10 ⁻⁶ /°C	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Conductor	10 ⁻⁶ /°C	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7
Capacidad Calorífica						
Alma	W-sec/m-°C	24	28	32	38	44
Aluminio-Circonio	W-sec/m-°C	345	398	455	542	629

Propiedades Eléctricas						
Resistencia Eléctrica						
CC @ 20°C	ohms/km	0,2105	0,1826	0,1596	0,1338	0,1153
CA @ 25°C	ohms/km	0,2155	0,1870	0,1634	0,1369	0,1180
CA @ 50°C	ohms/km	0,2368	0,2055	0,1795	0,1505	0,1297
CA @ 75°C	ohms/km	0,2582	0,2240	0,1957	0,1640	0,1414
CA @ 100°C	ohms/km	0,2795	0,2425	0,2119	0,1776	0,1530
CA @ 210°C	ohms/km	0,3734	0,3239	0,2830	0,2373	0,2045
CA @ 240°C*	ohms/km	0,3990	0,3461	0,3024	0,2535	0,2185
Radio Medio Geométrico	mm	6,50	6,97	7,46	8,15	8,78
Reactancia (0,3048 m, 60hz)						
Inductiva X _a	ohms/km	0,2902	0,2848	0,2797	0,2731	0,2675
Capacitiva X' _a	Mohms-km	0,1737	0,1704	0,1671	0,1629	0,1594
Ampacidad						
210° C	A	783	863	942	1.059	1.168
240°C*	A	839	944	1.011	1.136	1.254

Tabla 1: Características del nuevo cable. [5]

Por tanto, inicialmente se tendrá una potencia de,

$$P = 0,0002185 \cdot 1254^2 = 343.59 \text{ W}$$

El volumen de cable por metro de longitud también es necesario para calcular el dato buscado, por tanto:

$$V = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot \left(\frac{0,0218}{2}\right)^2 = 0,000372325 \text{ m}^3$$

La generación de calor por unidad de volumen será el resultado de dividir la potencia generada por metro lineal entre el volumen de cable por metro de longitud.

Dando un resultado para la primera iteración de 920535,8 W/m³

Para el resto de iteraciones, se realizará este cálculo mediante tablas Excel.

Block Property

Name: Aluminio

T-k Curve: Constant Thermal Conductivity

Thermal Conductivity, W/(m*K)

Kx: 205 Ky: 205

Edit Nonlinear Thermal Conductivity Curve

Volumetric Heat Capacity, MJ/(m³*K): 2.422

Volume Heat Generation, W/m³: 920535.8

OK Cancel

Figura 12: Pestaña de FEMM para configurar materiales.

Tras esto queda configurar las fronteras. Se consideran dos:

-Una que corresponde al ambiente. Se sitúa a 1 m del cable y se supone que por lejanía no se ve afectada por la temperatura del cable, por tanto permanece a una temperatura fija de 50°C (318K).

Boundary Property

Name: Ambiente

BC Type: Fixed Temperature

Fixed Temperature, K: 318

Heat Flux, W/m²: 0

Convection

$K \frac{\partial T}{\partial n} + h(T - T_0) = 0$

h, W/(m²*K): 0

To, K: 0

Radiation

$K \frac{\partial T}{\partial n} + \beta k_{\text{rad}}(T^4 - T_o^4) = 0$

Beta: 0

To, K: 0

OK Cancel

Figura 13: Pestaña de FEMM para configurar fronteras.

-La segunda frontera corresponde al borde del propio cable. Se considera despreciable el efecto de la radiación para simplificar el modelo al estar trabajando con unas

temperaturas muy bajas para que esta tome relevancia. No obstante se hace totalmente imprescindible conocer el valor de h (coeficiente de convección) en la Ley de enfriamiento de Newton para poder tener un modelo fiable.

Este parámetro depende de multitud de factores, entre los que se encuentran: la geometría del cuerpo, en este caso cilíndrica. El régimen del fluido que se considera laminar. La viscosidad, densidad conductividad térmica, calor específico, y coeficiente de dilatación del fluido, en este caso las propias del aire a 50°C, las cuales están tabuladas [1]. Además de otros factores como la temperatura del cuerpo que disipa el calor. [2] [4] Por tanto, este valor h , habrá que recalcularlo en cada iteración junto con la resistencia del cable.

Para las características del sistema a estudiar (cuerpo cilíndrico en horizontal, sin convección forzada y sin afección al medio), la fórmula para calcular h es la de Churchill y Chu [3]:

$$h = \frac{k}{D} \cdot \left(0,6 + \frac{0,387 \cdot Ra_D^{1/6}}{\left(1 + \left(\frac{0,599}{Pr} \right)^{9/16} \right)^{8/27}} \right)^2 \quad (3.2)$$

Donde:

k : Conductividad térmica del aire a 50°C: $27,35 \cdot 10^{-3} \text{ W/m}\cdot\text{K}$

D : Diámetro del cilindro. En este caso será el diámetro del conductor: 0,0218 m

Pr : Número de Prandtl. Tabulado con valor 0,7228 para el aire a 50°C.

Ra_D : Número de Rayleigh. Se puede calcular multiplicando el Número de Prandtl por el Número de Grashof. Debe ser un valor comprendido entre $10^4 < Ra_D < 10^7$ para que la fórmula de Churchill y Chu (3.2) pueda ser utilizada.

Número de Grashof para un cuerpo cilíndrico:

$$Gr_D = \frac{D^3 \cdot g \cdot \beta \cdot (T_s - T_\infty)}{\nu^2} \quad (3.3)$$

Donde:

D : Diámetro del cilindro. En este caso será el diámetro del conductor: 0,0218 m

g : Aceleración debido a la gravedad de la tierra: $9,8 \text{ m/s}^2$

β : Coeficiente de expansión térmica volumétrica del aire a 50°C: Aproximadamente:
 $\frac{1}{273+50} = 0,003095975 \text{ 1/}^\circ\text{C}$

T_s : Temperatura en la superficie del cuerpo. Para la primera iteración 240°C.

T_∞ : Temperatura del ambiente. Fijada a 50°C.

ν : Viscosidad cinemática del aire a 50°C: $487 \text{ m}^2/\text{s}$

Por tanto, para la primera iteración los valores antes mencionados resultan,

$$Gr_{D1} = \frac{0,0218^3 \cdot 9,8 \cdot 0,003095975 \cdot (240 - 50)}{(1,32 \cdot 10^{-5})^2} = 342767$$

$$Ra_D = Gr_{D1} \cdot Pr = 342767 \cdot 0,7228 = 247752$$

Se localiza dentro del rango $10^4 < Ra_D < 10^7$ por tanto se puede usar la fórmula de Churchill y Chu.

$$h = \frac{27,35 \cdot 10^{-3}}{0,0218} \cdot \left(0,6 + \frac{0,387 \cdot 247752^{1/6}}{\left(1 + \left(\frac{0,599}{0,7228} \right)^{9/16} \right)^{8/27}} \right)^2 = 12,2927$$

Se procede a introducir este valor de h a la condición de contorno.

Figura 14: Pestaña de FEMM para configurar fronteras.

Finalmente, tras mallar se procede a calcular los resultados y a iniciar el proceso iterativo.

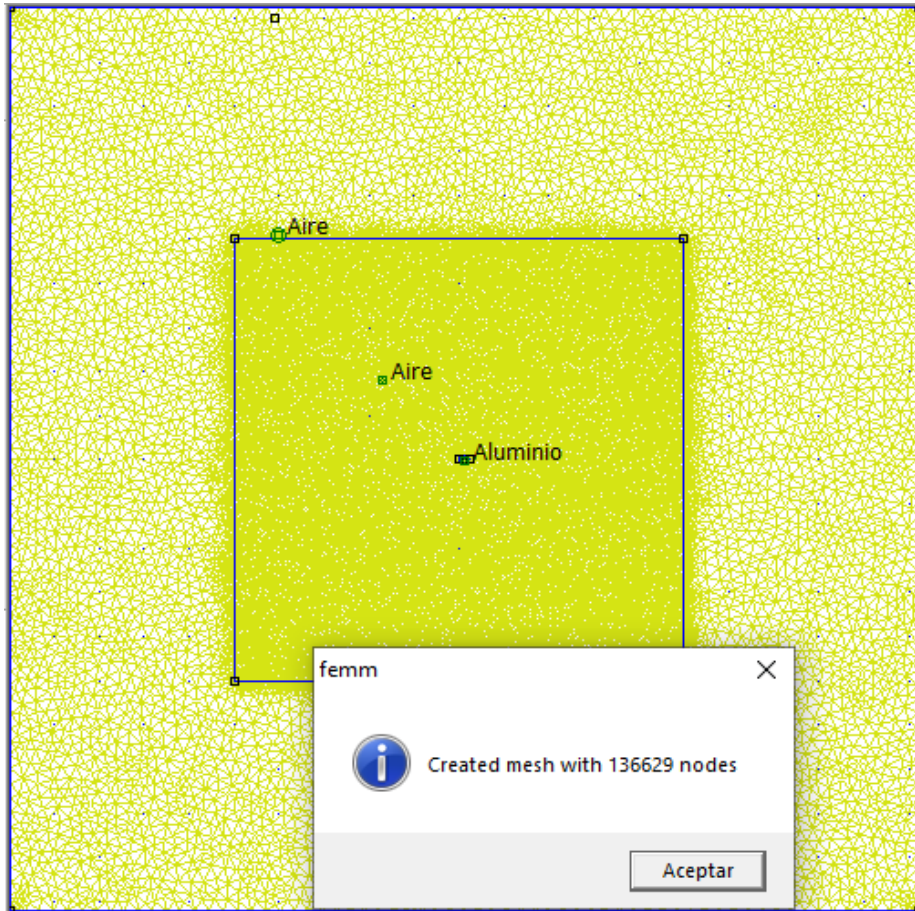


Figura 15: Visualización del modelo mallado.

Para los datos introducidos, la distribución de temperatura es la siguiente:

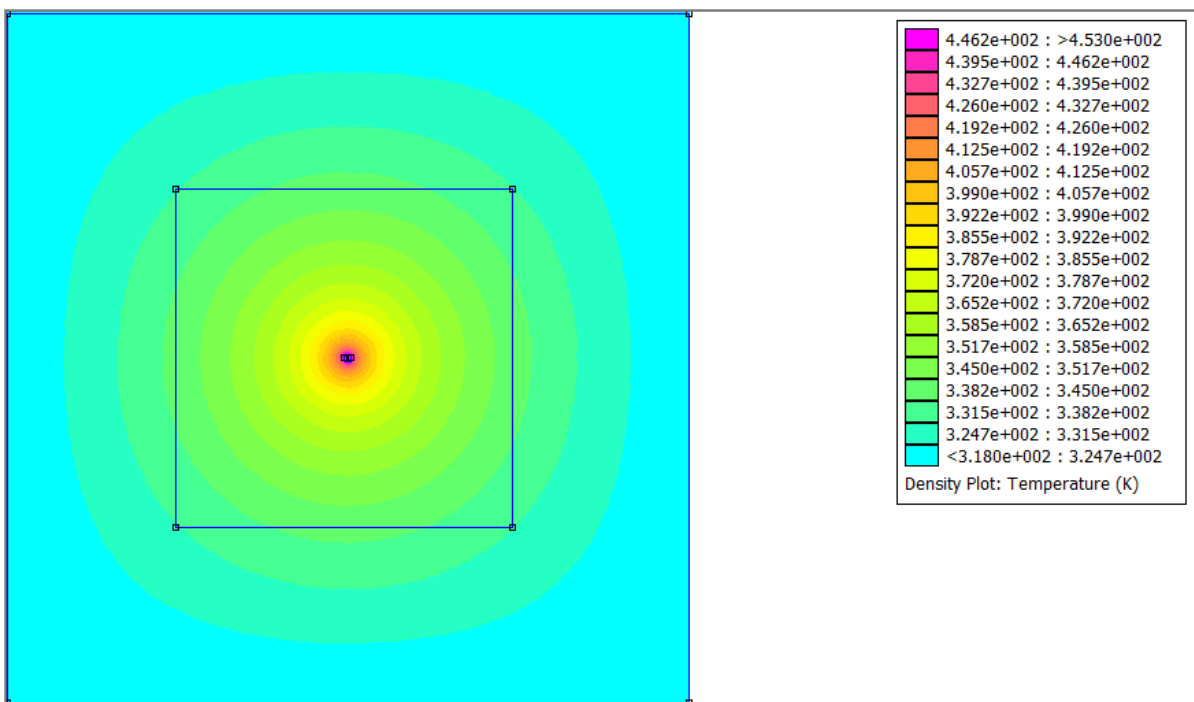


Figura 16: Distribución de temperatura para los datos iniciales.

Resultando en la superficie del conductor una temperatura de 452,8 K, es decir, 179°C.

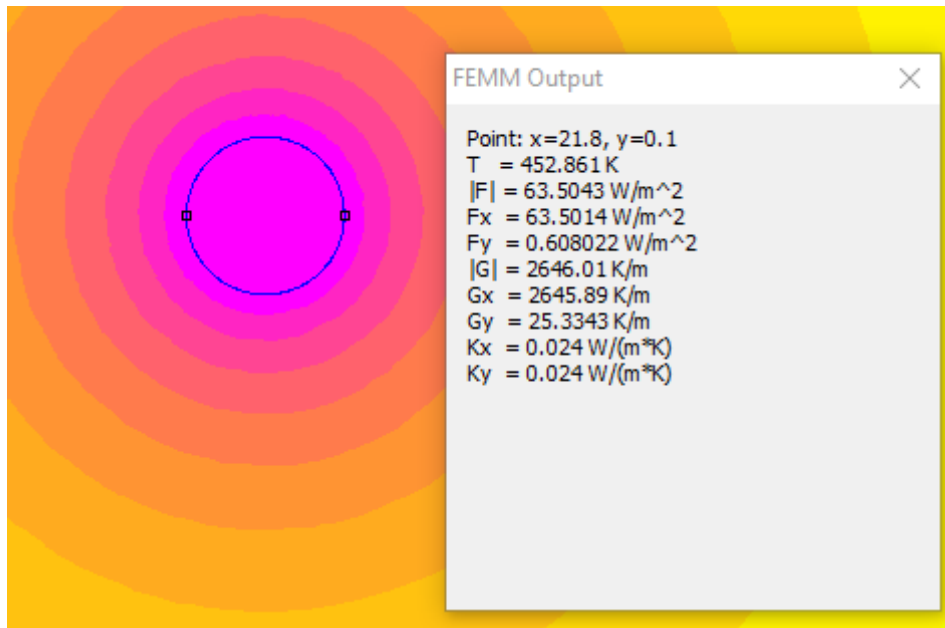


Figura 17: Distribución de las temperaturas en las inmediaciones del cable para los datos iniciales.

Con esta nueva temperatura del conductor hay que mirar en el catálogo la resistividad del cable interpolando para recalcular la potencia volumétrica producida. Además se debe recalcular h para esta nueva temperatura. Así se procederá hasta que la diferencia de temperatura entre dos iteraciones sea menor de 5°C.

Estos cálculos se realizan en una hoja Excel para agilizar las operaciones.

	Intensidad (A):	1254	$g \text{ (m/s}^2\text{)}$	9,8	Viscosidad (m ² /s)	0,0000132	
	Volumen (m ³)	0,000372325	$\beta \text{ (1}^\circ\text{C)}$	0,00309598	Pr	0,7228	
	Diámetro (m)	0,0218	$T_{\infty} \text{ } ^\circ\text{C}$	50	k	0,02735	
Iteración	R (ohms/m)	P (w)	Generación Volumétrica de Calor (W/m ³)	T cable	Gr	Ra	h
0	0,0002185	343,594746	922835,5496	240	342766,7922	247751,8374	12,3377814
1	0,000200041	314,5675302	844873,5116	179	232720,6115	168210,458	11,1222064
2	0,000203614	320,185701	859962,9383	185	243544,826	176034,2003	11,2577104
3				187			

Tabla 2: Hoja Excel en la que se han llevado a cabo los cálculos de h para las siguientes iteraciones.

Obteniendo la precisión deseada de 3°C en la segunda iteración.

4. Bibliografía.

- [1] [Juan Franciso Coronel Toro. Universidad de Sevilla. Colección de Tablas, Gráficas y Ecuaciones de Transmisión de Calor. 2016.](#) [último acceso 13/06/2021]
- [2] [Capelli, Francesca. Universitat Politècnica de Catalunya. Finite Element Analysis to Predict Temperature Rise Test in High-Capacity Substation Connectors. 2016.](#) [último acceso 13/06/2021]
- [3] [Stuart W. Churchill, Humbert H.S. Chu Correlating equations for laminar and turbulent free convection from a vertical plate. 1975.](#)
- [4] [Rubén Sáez Ayala. Universidad Carlos III de Madrid. Capacidad de sobrecarga en líneas aéreas de alta tensión. 2012.](#) [último acceso 13/06/2021]
- [5] [3M Aluminum Conductor Composite Reinforced \(ACCR\) - High-capacity transmission conductor - Metric Units. 2014.](#) [último acceso 10/06/2021]